



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO DE LA
SUBESTACIÓN HI0090 – URB. LAS QUINTANAS - TRUJILLO
MEDIANTE SU MODELADO Y SIMULACION PARA OPTIMIZAR
LA DISTRIBUCION DE 315 KVA**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

AUTOR:

HAROLD DAVID UCEDA SILVA

ASESOR METODOLOGICO:

ING. JAVIER LEÓN LESCANO

ASESOR ESPECIALISTA:

ING. RICHARD MORALES CHOMBA

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TRUJILLO – PERÚ

2017

PÁGINA DEL JURADO

**“ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO DE LA SUBESTACIÓN
HI0090 – URB. LAS QUINTANAS - TRUJILLO MEDIANTE SU MODELADO Y
SIMULACION PARA OPTIMIZAR LA DISTRIBUCION DE 315 KVA”**

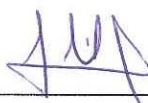


**PRESIDENTE
ING. EDUARDO AZABACHE VÁSQUEZ**

**Eduardo Azabache Vásquez
R. CIP. 61470
ING. MECANICO**



**SECRETARIO
ING. MARIO OLIVERA ALDANA**



**VOCAL
ING. JAVIER LEÓN LESCANO**

DEDICATORIA

A mis padres, Néstor y Lupe por el enorme amor y consideración, por sus atenciones y su gran apoyo el cual es incondicional.

A mis hijos, Harold Enrique y Luana Consuelo quienes son mi alegría, y a su vez la fuerza e inspiración para continuar y ser su mejor ejemplo de esfuerzo cuando se propone lograr un objetivo.

A mis hermanos Arturo, Omar y Alan, por su apoyo en todo momento.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la fuerza para seguir adelante, durante los momentos más críticos que tuve en lo personal y en el desarrollo de mi carrera.

A mis asesores Ing. Javier León Lescano e Ing. Richard Morales Chomba quienes me guiaron e instruyeron lo mejor posible para el desarrollo del presente trabajo.

A mis compañeros de trabajo por su amplia experiencia profesional, gracias por su tiempo, por su apoyo, así como sus conocimientos los cuales me transmitieron para el desarrollo del presente trabajo.

A mi primo Carlos Alexis, por tu inmenso apoyo, por tus enseñanzas y tu tiempo.

Por último, gracias a mis amigos que, de diversas maneras, han apoyado este esfuerzo.

DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

Yo Uceda Silva, Harold David, con DNI N° 40470378, a efectos de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y auténtica.

Así mismo, declaro también bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presente tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, Diciembre del 2017



Uceda Silva Harold David

PRESENTACIÓN

Señores miembros del Jurado:

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo me es grato presentar ante ustedes la Tesis titulada “Análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 – Urb. Las Quintanas – Trujillo mediante su modelado y simulación para optimizar la distribución de 315 KVA”, la misma que someto a vuestra consideración, evaluación y espero que cumpla con los requisitos de aprobación para obtener el título Profesional de Ingeniero Mecánico Eléctrico.

El autor.

ÍNDICE

PÁGINA DEL JURADO.....	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD.....	v
PRESENTACIÓN.....	vi
ÍNDICE.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
RESUMEN.....	xv
ABSTRACT.....	xvi
I. Introducción	17
1.1. Realidad Problemática	17
1.2. Trabajos previos.	18
1.3. Teorías relacionadas al tema.....	23
1.3.1. Levantamiento de información eléctrica.....	23
1.3.1.1. Sistema de distribución eléctrico.	23
1.3.1.2. Características de los sistemas de distribución en zonas urbanas	24
1.3.1.3. Características generales.	24
1.3.1.4. Tipos de sistemas de distribución según su construcción	25
1.3.1.5. Según su configuración de los circuitos de baja tensión.....	25
1.3.1.6. Elementos del sistema de baja tensión (BT).....	27
1.3.1.7. Elementos de protección	30
1.3.1.8. Redes de distribución secundaria.....	32
1.3.1.9. Instalaciones de alumbrado público.....	35
1.3.1.10. Sistemas para registro de información.....	35
1.3.2. Diagramas eléctricos.....	37
1.3.2.1. Diagrama unifilar o de una línea	37
1.3.3. Medición de parámetros eléctricos.....	40
1.3.3.1 Registrador analizador de calidad de potencia Ecamec PQ_500.	40
1.3.3.2 Factor de potencia	41
1.3.3.3 Máxima demanda	41
1.3.3.4 Factor de demanda (FD).....	41
1.3.3.5 Factor de simultaneidad (f.s.).....	41
1.3.3.6 Factor de diversidad.....	42
1.3.3.7 Factor de carga	42

1.3.3.8 Diagrama de carga	42
1.3.4. Flujo de potencia eléctrico	42
1.3.4.1. Software computacional de análisis de sistemas eléctricos – DAP10.....	43
1.3.5. Indicadores críticos del sistema de distribución.	45
1.3.5.1. Caída de tensión	45
1.3.5.2. Pérdidas de energía.....	46
1.3.5.3. Factor de utilización (Fu)	47
1.3.6. Evaluación económica del proyecto en simulación.	47
1.3.6.1. Tasa interna de rendimiento TIR.	47
1.3.6.2. Valor actual neto VAN	48
1.4. Formulación del problema.....	48
1.5. Justificación del estudio.	48
1.5.1. Relevancia tecnológica:	49
1.5.2. Relevancia social:	49
1.5.3. Relevancia económica:	49
1.6. Hipótesis	49
1.7. Objetivos.....	49
1.7.1. General	49
1.7.2. Específicos.....	49
II. Método	51
2.1. Diseño de investigación	51
2.2. Variables, operacionalización.	51
2.3. Población y muestra	53
2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.....	53
2.5. Métodos de análisis de datos.....	54
2.6. Aspectos éticos.....	55
III. Resultados.....	55
3.1. Levantamiento de información eléctrica.....	55
3.1.1. Infraestructura eléctrica de subestación HI0090 AMT TSU004 urb. Las Quintanas.	55
3.1.1.1. Transformador de distribución.	55
3.1.1.2. Equipos de protección en baja tensión (BT).	56
3.1.1.3. Redes de distribución en baja tensión (BT).	56
3.1.1.4. Postes.....	57
3.1.1.5. Medidores totalizadores.....	57
3.1.2. Levantamiento de datos de los sistemas de información Optimus Comercial, Balance, NTCSE, Maximus, Regman.....	58
3.2. Diagrama unifilar del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 alimentador TSU004.....	64

3.2.1 Diagrama unifilar del tablero de distribución.	64
3.2.2 Diagrama de las redes de distribución secundaria.....	66
3.3. Parámetros eléctricos.	66
3.3.1. Factor de Potencia.....	66
3.3.2. Máxima demanda.	66
3.3.3. Diagrama de carga.....	66
3.3.4. Factor de carga.....	67
3.3.5. Factor de pérdidas.	68
3.3.6. Registro de tensión.	68
3.3.7. Registro de intensidad de corriente	70
3.4. Cálculo y modelado de flujo de potencia con software DAP10.	71
3.4.1 Etiqueta de ingreso de datos.	71
3.4.2 Calculo del flujo de potencia circuito "A".	72
3.4.3 Calculo del flujo de potencia circuito "B".	74
3.4.4 Cálculo del flujo de potencia circuito "C".	75
3.4.5 Calculo del flujo de potencia circuito "E".	76
3.4.6 Calculo del flujo de potencia circuito "G".	76
3.4.7 Calculo del flujo de potencia circuito "H".	77
3.4.8 Calculo del flujo de potencia circuito "I".	78
3.5. Indicadores críticos por circuitos.	79
3.5.1. Factor de utilización del transformador.	80
3.5.2. Caída de tensión (%).	80
3.5.3. Pérdidas de energía (%).	81
3.5.3.1 Pérdida de energía total de la subestación.	81
3.5.3.2 Pérdida de energía circuito "A".	81
3.5.3.3 Pérdida de energía circuito "B".	82
3.5.3.4 Pérdida de energía circuito "C".	83
3.5.3.5 Pérdida de energía circuito "E".	84
3.5.3.6 Pérdida de energía circuito "G".	84
3.5.3.7 Pérdida de energía circuito "H".	85
3.5.3.8 Pérdida de energía circuito "I".	86
3.5.4 Modelamiento y simulación para solución mediante software DAP10.	87
3.5.4.1 Simulación del circuito "C".	87
3.5.4.2 Simulación del circuito "A".	90
3.5.4.3 Simulación del circuito "B".	94
3.5.5 Pérdidas de energía después de modelamiento y simulación mediante software DAP10.....	97
3.5.6 Factor de utilización de subestación HI0090 después de modelamiento y simulación. mediante software DAP10.	98

3.6 Evaluación económica del proyecto simulado para la optimización.....	99
3.6.1 Modelo de valoración del proyecto.	99
3.6.2 Resultados del modelo técnico del proyecto.....	100
3.6.3 Ingresos del proyecto.....	101
3.6.4 Ingresos totales del proyecto.	102
3.6.5 Costos variables.	102
3.6.6 Otros costos indirectos de las dos subestaciones de distribución.....	103
3.6.7 Depreciación.	104
3.6.8 Estado de pérdidas y ganancias económico.....	104
3.6.9 Flujo de caja económico.	105
3.6.10 Perspectiva económica.	106
IV. Discusión.....	107
V. Conclusión.....	109
VI. Recomendaciones.....	111
VIII. Referencias	112
Anexos.....	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1.1 Etapas del sistema de distribución de energía.	23
Figura. 1.2 Esquema de distribución abierto.....	26
Figura. 1.3 Esquema de distribución abierto en baja tensión.....	26
Figura 1.4 Disposición de redes de distribución en malla.	27
Figura 1.5 Subestación compacta.....	28
Figura 1.6 Transformadores de distribución.....	29
Figura 1.7 Seccionador.....	31
Figura 1.8 Fusible NH.	31
Figura 1.9 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia.....	39
Figura. 1.10 Analizador de calidad de potencia Ecomec PQ500	40
Figura 1.11 DAP10.0 Barra de Menús	44
Figura 2.1 Analizador de calidad de potencia.	54
Figura 2.2 Pinza volt – amperimétrica marca Fluke.	54
Figura 3.1 Subestación compacta y grupo de conexión.	55
Figura 3.2 Fusibles NH	56
Figura 3.3 Medidores trifásicos electromecánicos de SP y AP.....	58
Figura 3.4 Crecimiento del consumo de energía de clientes BT.....	59
Figura 3.5 Grafico de valores de tensión periodo 7 días.....	63
Figura 3.6 Ubicación geográfica de las redes de distribución HI0090.	63
Figura 3.7 Diagrama unifilar tablero de subestación.....	65
Figura 3.8 Diagrama de carga HI0090.....	67
Figura 3.9 Diagrama de máxima demanda HI0090 24 horas.....	67
Figura 3.10 Tensiones entre fases HI0090.	69
Figura. 3.11 Intensidad de corriente por fase.....	71
Figura. 3.12 Etiqueta de ingreso de datos del software.....	72
Figura. 3.13 Flujo de potencia circuito “A”	73
Figura. 3.14 Flujo de potencia circuito “B”.....	74
Figura 3.15 Flujo de potencia circuito “C”	75
Figura. 3.16 Flujo de potencia circuito “E”	76
Figura. 3.17 Flujo de potencia circuito “G”	77
Figura. 3.18 Flujo de potencia circuito “H”	78

Figura. 3.19 Flujo de potencia circuito "I"	79
Figura. 3.20 Flujo de potencia y caída de tensión circuito "C".	88
Figura. 3.21 Flujo de potencia circuito "C" después de optimización.	89
Figura. 3.22 Flujo de potencia circuito "Z" después de optimización.	90
Figura. 3.23 Flujo de potencia circuito "A" antes de simulación.	91
Figura. 3.24 Flujo de potencia circuito "A" después de simulación.	92
Figura. 3.25 Flujo de potencia circuito "Y" después de simulación.	93
Figura. 3.26 Flujo de potencia circuito "B" antes de simulación.	94
Figura. 3.27 Flujo de potencia circuito "B" después de simulación.	95
Figura. 3.28 Flujo de potencia circuito "X" después de simulación.	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Potencia nominal de transformadores.....	28
Tabla 1.2: Conexión de los devanados de transformadores.	30
Tabla 1.3: Corriente de ruptura (KA).	32
Tabla 1.4: Capacidad de corriente conductor subterráneo.	33
Tabla 1.5: Capacidad de corriente conductor subterráneo.	34
Tabla 2.1. Operacionalización de variables	52
Tabla 2.2: Técnicas e instrumentos de recolección de datos:.....	53
Tabla 3.1: Características de las redes de distribución secundarias.....	56
Tabla 3.2: Tasa de crecimiento promedio de consumo de energía HI0090.....	59
Tabla 3.3: Balance de energía subestación HI0090.	59
Tabla 3.4: Compensaciones por mala calidad de producto año 2016.	61
Tabla 3.5: Valores de suministro medido por mala calidad de producto.	61
Tabla 3.6: Toma de Carga Instantánea.	64
Tabla 3.7: Registro de tensión a intervalos de una hora.....	68
Tabla 3.8: Registro de intensidad de corriente a intervalos de una hora.	70
Tabla 3.9: Detalle de pérdidas totales en subestación HI0090.	81
Tabla 3.10: Detalle de pérdidas de energía circuito “A”.....	82
Tabla 3.11: Detalle de pérdidas de energía circuito “B”.....	82
Tabla 3.12: Detalle de pérdidas de energía circuito “C”.....	83
Tabla 3.13: Detalle de pérdidas de energía circuito “E”.....	84
Tabla 3.14: Detalle de pérdidas de energía circuito “G”.....	85
Tabla 3.15: Detalle de pérdidas de energía circuito “H”.....	85
Tabla 3.16: Detalle de pérdidas de energía circuito “I”.	86
Tabla 3.17: Detalle de circuito “C”.....	88
Tabla 3.18: Detalle de circuito “Y”.....	93
Tabla 3.19: Detalle de circuito “X”.....	96
Tabla 3.20: Detalle comparativo de pérdidas de energía y potencia.	97
Tabla 3.21: Detalle de pérdidas de energía y potencia circuitos nuevos.	98
Tabla 3.22: Nuevo factor de utilización HI0090 después de simulación.	99
Tabla 3.23: Inversión del proyecto.....	100
Tabla 3.24: Producción de energía de las dos subestaciones de distribución.....	101

Tabla 3.25: Proyección de los ingresos en los primeros 5 años.	102
Tabla 3.26: Cálculo de costos variables (S/.).....	103
Tabla 3.27: Cálculo de costos de operación	103
Tabla 3.28: Depreciación.	104
Tabla 3.29: Estado de pérdidas y ganancias económico (S/.)	104
Tabla 3.30: Flujo de Caja Económico del Proyecto	106
Tabla 3.31: Valoración del VANE, TIRE y B/C económico a cinco años	106
Tabla 3.32: Valoración del VANE, TIRE y B/C económico a un año.....	106

RESUMEN

En esta investigación se realizó un análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 – Urbanización Las Quintanas – Trujillo mediante su modelado y simulación para optimizar la distribución de 315 KVA. recopilándose la información necesaria de la empresa Hidrandina SA.

Esta investigación se aplicó a las redes de distribución de la subestación HI0090 perteneciente al alimentador TSU004 de la unidad de negocios Trujillo, estas redes operan a través de 7 circuitos denominados como “A”, “B”, “C”, “E”, “G”, “H”, “I” del tipo subterráneo.

Mediante software DAP10 se realizó el modelado del flujo de potencia de los circuitos, procediendo a identificar en ellos los indicadores críticos, seleccionándose tres “A”, “B”, “C”, que se encuentran fuera de las tolerancias permitidas como son % de caída de tensión, % de pérdidas de energía y factor de utilización del transformador.

En el presente trabajo se utilizó el software de flujo de potencia para analizar y realizar simulaciones en los circuitos afectados llegándose a trasladar parte de la carga de cada circuito a subestaciones simuladas nuevas, disminuyendo el porcentaje de caída de tensión en el más crítico (circuito “C”) de 13.1 % a 1.04 % y cuyo porcentaje de pérdidas de energía bajo de 7.98 % a 1.68 %.

De esta manera se obtuvo tres nuevos circuitos “X”, “Y” conectados a HI0090 -2 y el “Z” conectado a la subestación HI0090 – 1 los cuales de acuerdo a los reportes se encuentran dentro de las tolerancias de calidad de producto y pérdidas de energía.

Del análisis económico de los trabajos propuestos en la simulación se determinó que es rentable su implementación obteniendo un B/C de 2.29 y un retorno en un periodo de 7.5 meses.

Palabras claves: Flujo de potencia, modelado y simulación.

ABSTRACT

In this investigation and analysis of the secondary distribution system of the substation HI0090 - Urbanización Las Quintanas - Trujillo was carried out through its modeling and simulation to optimize the distribution of 315 KVA. Compiling the necessary information of the company Hidrandina SA.

This investigation was applied to the distribution networks of the HI0090 substation belonging to the TSU004 feeder of the Trujillo business unit, these networks operate through 7 circuits named "A", "B", "C", "E", "G", "H", "I" of the underground type.

Using software DAP10, modeling the power flow of the circuits was carried out, proceeding to identify the critical indicators in them, selecting three "A", "B", "C", which are outside the tolerances allowed, such as % of voltage drop, % of energy losses and transformer utilization factor.

In the present work, the power flow software was used to analyze and perform simulations in the affected circuits, moving part of the load of each circuit to new simulated substations, decreasing the percentage of voltage drop in the most critical (circuit " C ") from 13.1% to 1.04% and whose percentage of energy losses decreased from 7.98% to 1.68%.

In this way, three new "X", "Y" circuits connected to HI0090 -2 and the "Z" connected to the HI0090 - 1 substation were obtained, which according to the reports are within the tolerances of product quality and energy losses.

From the economic analysis of the works proposed in the simulation, it was determined that its implementation is profitable obtaining a B / C of 2.29 and a return in a period of 7.5 months.

Keywords: Power flow, modeling and simulation.

I. Introducción.

1.1 Realidad problemática.

En la ciudad de Trujillo región La Libertad se encuentra ubicada la urbanización Las Quintanas, la cual tiene una antigüedad mayor a treinta años y está formada por un modelo urbano residencial, conformada por manzanas para viviendas individuales de aproximadamente 200 m² de área con construcciones de material noble (concreto, fierro), las cuales contaban en sus inicios con una calificación eléctrica por lote de 6w/m².

En dicho sector la empresa Hidrandina SA. abastece de energía eléctrica a diez manzanas, con un total de 446 clientes, desde una subestación de distribución tipo caseta a nivel, la cual se encuentra ubicada en la cuadra quince de la avenida América Norte y está denominada con el código HI0090, perteneciente al Alimentador de Media Tensión en 10 kV - TSU004 en cuyo interior se encuentra instalado un transformador trifásico con una potencia aparente de 315 KVA con conexión delta en el bobinado secundario para un nivel en baja tensión entre fases de 220 V o 3 hilos.

La empresa concesionaria Hidrandina SA. realizó el análisis y procesamiento de datos por consumos de energía activa de clientes en baja tensión pertenecientes a la subestación HI0090 tomando como referencia los años 2008 hasta 2017 llegándose a consumir en este último año 1 457 MWH, determinándose una tasa de crecimiento promedio de 3.74%.

El crecimiento continuo de la demanda eléctrica en dicha urbanización debido al equipamiento con aparatos eléctricos necesarios, y al uso de viviendas como locales comerciales y establecimientos financieros (bancos, cajas municipales y otros) están provocando el deterioro y el desempeño ineficiente de las redes eléctricas de distribución ya que como se ha mencionado la calificación eléctrica fue para viviendas unifamiliares.

Los circuitos de baja tensión que transportan la energía eléctrica hasta las cargas finales (clientes) presentan niveles de caída de tensión, el más crítico por el orden del 13 % lo cual supera el rango del $\pm 5\%$ permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) [12] lo que repercute en una mala calidad de producto (nivel de tensión), como consecuencia la empresa eléctrica está compensando económicamente a los clientes afectados, en el año 2016 el monto total llegó a la suma de \$ 721.31.

Además, el valor de la máxima demanda a la que abastece la subestación está cercano al valor de su potencia instalada, ocasionando el incremento del factor de utilización a 0.91 de acuerdo al monitoreo de carga, por lo que hasta realizar mejoras en el sistema de distribución no se está atendiendo factibilidades para ampliaciones de potencia ni solicitudes de suministros trifásicos con potencias considerables para futuros clientes, a su vez las redes de distribución en baja tensión están propensas a averías con la consecuencia que se interrumpa el servicio eléctrico considerando su tiempo de vida útil.

1.2 Trabajos previos.

Internacional

Aracena Aguirre Patricio Alberto, (2016): “Sistema para diagnóstico de redes de baja tensión mediante análisis de flujos de potencia”. Para optar el título de ingeniero civil electricista de la Universidad de Chile – Chile.

Este trabajo muestra el mejoramiento y la utilización de una herramienta computacional que hace posible analizar el diseño y estudio de las redes de distribución para Baja Tensión georeferenciadamente.

La herramienta utilizada para el cálculo de flujos de potencia presenta el método de cálculo de suma de corrientes el cual es especial para redes radiales porque suma la corriente desde uno de los nodos de carga más distante hacia el nodo fuente (nodo cercano al transformador).

Se pueden ejecutar variaciones en el sistema que permitan obtener una mejor operación y así poder realizar diversos estudios como:

Sobrecarga de redes

Sobrecarga de transformadores

Estudio de nivel de tensión de los clientes.

Calculó de pérdidas de las redes

Se consideró los criterios de inversión por sobreutilización y subutilización de los transformadores, determinan que el factor de utilización debe estar entre 0,2 y 1,4 para unidades menor a 300 kVA y para el resto entre 0,4 y 1,4, se genera la cobertura para comprobar los transformadores clasificados por capacidad de uso que se encuentran fuera de la norma.

Se concluye que para el cálculo de la regulación de tensión o niveles de tensión en los circuitos de baja tensión más del 98% cumplen con los rangos de $\pm 7.5 \%$ y el 2% restante se realizaron cambio de calibre a un conductor con mayor capacidad eléctrica.

Para del cálculo de pérdidas mediante la herramienta se puede obtener la curva que relaciona las pérdidas de cada transformador analizado con su factor de uso para así obtener con la ayuda de la herramienta, las pérdidas mensuales del sistema de baja tensión.

Finalmente, mencionar que se cumplieron los objetivos generales, que era lograr una modelación adecuada de los clientes no BT1, poder implementar proyectos de forma iterativa y obtener de forma inmediata los resultados y poder identificar los elementos existentes en la red de baja tensión.

Internacional

Muñoz Montecinos Cristian Marcelo, (1989) con el título “Flujo de Potencia Trifásico para Sistemas de Distribución”. Con motivo de optar el título de Ingeniero

Civil Electricista de la Pontificia Universidad Católica de Chile en la ciudad de Santiago de Chile - Chile.

El programa de flujo de potencia presentado en este trabajo está basado en el método de suma de potencias. Este es un método especial de solución de redes radiales. El método utiliza un proceso aguas arriba del alimentador sumando las cargas y las pérdidas. En seguida se ejecuta un proceso aguas abajo del alimentador resolviendo una ecuación cuadrática en el cuadrado del voltaje.

Por otra parte, el programa integra las principales características de los sistemas de distribución, topologías radiales, líneas de transposición, etc. Se incluye el concepto de ventana de carga que permite introducir recientes modelos de carga como función del voltaje (desarrollos del EPRI) además el programa permite simular cualquier grado de desbalance entre las fases.

Respecto de las aplicaciones inmediatas, entre los más importantes estudios factibles están de hacer:

- Análisis de sobrecarga en aparatos y circuitos.
- Estudios de caída de tensión.
- Cálculos de pérdida de potencia en cualquier línea.
- Compensación capacitiva.
- Efecto de desbalance de carga.

Estas aplicaciones pueden verse ampliamente desarrolladas en los estudios realizados sobre los sistemas de CONAFE y CGEI. Respecto a estos estudios cabe destacar que se obtuvieron en ambos los resultados esperados en cuanto a caída de tensión, pérdidas, factor de potencia, etc. Estos resultados corroboran la confiabilidad del programa como una eficaz herramienta de análisis en distribución.

En el caso presentado en esta tesis la tensión cae conforme se hace más distante de la barra principal de la subestación, además de acuerdo a la norma de ese país, la tensión se mantiene dentro de los rangos permitidos +5 % y -8 % lo cual es

positivo teniendo en cuenta que el cálculo se realiza suponiendo que se realiza frente a la máxima demanda del sistema. El desequilibrio también se hace presente en el módulo de voltaje en el nodo entre las fases uno y dos con valores de 0.14 en pu.

Con respecto a las pérdidas activas se obtienen buenos resultados encontrándose en 3.9 % del permitido (5%) y en pérdidas reactivas 11 % concluye también que como los cálculos son a valores de máxima demanda entonces el valor de factor de carga es bajo.

El factor de potencia obtenido es de 0.95 y corresponde al de la barra de inicio saliendo de la subestación hacia el final de la línea coincidiendo con los datos obtenidos por CGEI.

Internacional

Martínez P. Jesús y Zerpa F. Alexis (2007) con el título “Proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín”. Con motivo de optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad de Carabobo – Venezuela.

Existen transformadores sobrecargados en 33% de su capacidad nominal y transformadores subutilizados hasta en 51%.

El 60% de los usuarios del sector son atendidos por ELEVAL y el tipo de acometida común es la monofásica dos hilos (1Φ - 2H).

El 28% de las acometidas corresponden a conexiones no legales, un 29% a conexiones directas y solo un 33% son legales. El 60% de las conexiones originan pérdidas para la empresa, producto de las conexiones ilegales y clientes sin sistema de medición con facturación promedio bajo.

En algunos puntos de la red de baja de San Agustín, la caída de tensión sobrepasa la máxima permitida en las normas de distribución de C.A.D.A.F.E.

Los conductores propuestos para la solución y lograr la optimización de la red de baja tensión son el Arvidal 2/0 AWG, Cuádruplex 2/0 AWG y Cuádruplex 4/0 AWG, que presentan constantes de distribución bajas y capacidad de corriente óptima para el sistema.

El conductor Cuádruplex 2/0 AWG es seleccionado para la optimización técnica y económica, dado que obtuvo la mayor puntuación dentro de la matriz de criterios relevantes integrados. Éste conductor permite obtener valores óptimos de caída de tensión sin sobrepasar la capacidad de transporte del conductor y presenta las mejores condiciones para evitar las tomas ilegales.

Se propone el aumento en la capacidad de los bancos de transformación Q88 y B87, por estar sobrecargados, y en el banco R09C2 para suplir la demanda de los clientes transferidos a su red de baja.

Se propone hacer la transferencia de cargas al punto de transformación K81, ubicado fuera de la zona en estudio, hacia el banco Q18, con la finalidad de que cada sector este alimentado por bancos ubicados en el mismo y para resolver los problemas de sobrecarga del transformador K81.

Se planteó las modificaciones y se realizaron nuevamente los cálculos de parámetros eléctricos, y se obtuvo un valor máximo de caída de tensión de 3,27% y un factor de reserva igual al 20% en la capacidad de corriente del conductor y en el factor de utilización de los transformadores.

La inversión de inicio es recuperada por la empresa ELEVAL en 1 año y 2 meses para el 100% de energía recuperada y en 2 años y 1 mes para el 50% de recuperación de energía.

El cable propuesto Cuádruplex 2/0 AWG permite reducir entre el 90% y 95% las pérdidas no técnicas de San Agustín, lo que representa el 3,7% de la meta de recuperación planteada por ELEVAL para el año 2007.

1.3 Teorías relacionadas al tema.

1.3.1 Levantamiento de información eléctrica.

1.3.1.1 Sistema de distribución eléctrico. [9]

Los sistemas eléctricos de distribución son un conjunto de instalaciones eléctricas las cuales se dividen en etapas como son generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Estas etapas comienzan desde las subestaciones de alta tensión (AT), que reducen el nivel de tensión a un voltaje establecido (10 kV o 22.9 Kv.) según sea la necesidad para la distribución local en media tensión (MT), que involucran una zona geográfica determinada hasta los clientes finales en MT y a los transformadores de MT/BT o de distribución, instalados en postes, casetas o bóvedas subterráneas para transformar la tensión hacia los clientes finales.

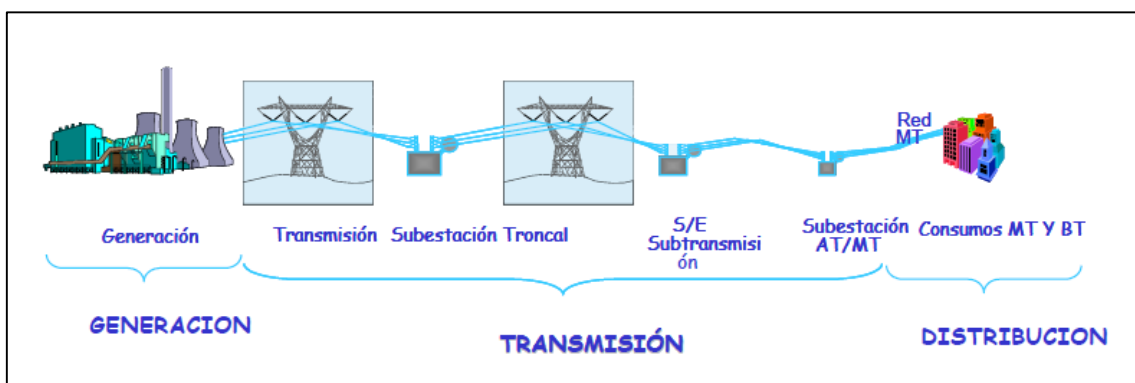


Figura. 1.1 Etapas del sistema de distribución de energía.

Fuente: (Aracena, 2016)

Los niveles de tensión recomendados en el país son las siguientes. [14]

Baja Tensión:	Alta Tensión:
380 / 220 V	60 kV.
440 / 220 V	138 kV.
	220 kV.
Media Tensión:	Muy Alta Tensión:
20,0 kV (*)	500 kV.
22,9 kV	
33 kV	

22,9 / 13,2 kV

33 / 19 kV

1.3.1.2 Características de los sistemas de distribución en zonas urbanas [9]

En zonas urbanas se pueden distinguir lo siguiente:

a.) Sistema de distribución primario o de media tensión (MT): con tensiones de funcionamiento típicas entre 10 y 33 kV, posee característica radial. Esta red abarca toda el área de los sitios de consumo (población, industria, etc.), uniendo las subestaciones de distribución con los centros de transformación.

b.) Sistema de distribución secundario o de baja tensión (BT): Su principal característica es que operan en la siguiente etapa de la distribución de MT y su nivel de tensión es el que tienen los clientes finales (380 y 220 V).

1.3.1.3 Características generales. [9]

a.) Topologías en su mayoría radiales: El flujo realiza el recorrido en el alimentador principal que abastece de energía eléctrica a los consumos por medios de ramas y la corriente sigue un único sentido hacia la carga final.

b.) Conexiones de varios tipos: Se pueden contar varios tipos de conexiones: trifásicas y monofásicas. En media tensión gran parte cuentan con conexiones trifásicas. En el sistema de baja tensión están las más variadas conexiones. En su mayoría cargas monofásicas debido a los clientes residenciales. Es por esto que para evitar desequilibrios se hacen reparticiones equitativas de las cargas en las distintas fases.

c.) Cargas de distintas naturalezas: Otro punto a notar es la naturaleza de las cargas. Se encuentra comúnmente cargas de los tipos: residenciales, industriales, agroindustriales y comerciales. Cada uno de estos tipos tiene sus propias características de consumo.

d.) Líneas sin transposiciones: Se observa que en baja tensión no existen transposiciones debido a que las líneas no son de gran longitud (menos de 500 m). Esta condición involucra que la caída de tensión debido a acoplamientos sea desequilibrada.

1.3.1.4 Tipos de sistemas de distribución según su construcción [9]

De acuerdo a su construcción se clasifican en:

a.) Aérea: El montaje de los conductores para media tensión en su mayoría se realiza al aire libre sobre postes de concreto o madera y en baja tensión es con cable aislado. El valor de la inversión es bajo comparado con el sistema subterráneo, además tiene ciertas ventajas para la inspección de fallas y tiende a disipar mejor el calor de los conductores. El transformador de distribución se encuentra soportado en los postes y a la vista.

Entre las desventajas que presenta menor aspecto estético, menor confiabilidad, además de estar expuesta a fallas por descargas atmosféricas, choque de vehículos, vandalismo, etc.

b.) Subterránea: Este sistema es empleado para abastecer a sectores con una gran densidad energética. Tienen una mayor confiabilidad y mejor calidad de servicio, el costo de la inversión es mayor que el sistema aéreo. Los transformadores y circuitos de baja tensión se encuentran en cámaras bajo el nivel de suelo.

Se emplean en zonas donde por razones de urbanismo, seguridad, y estética no se aconseja el sistema aéreo. Actualmente este sistema es más competitivo en zonas urbanas y céntricas.

1.3.1.5 Según su configuración de los circuitos de baja tensión.

De acuerdo al esquema de montaje los más comunes son:

a.) Líneas de distribución abiertas [10]

Son aquellas donde la trayectoria del flujo de energía parte desde la fuente hacia la carga (Fig. 1.2 y 1.3). Se llama también radial cuando está conformada por líneas de derivación con cargas en los extremos o distribuidas a lo largo de la línea.

Las ventajas de este tipo de redes son: fácil diseño, su instalación es económica y permite la rápida localización de averías.

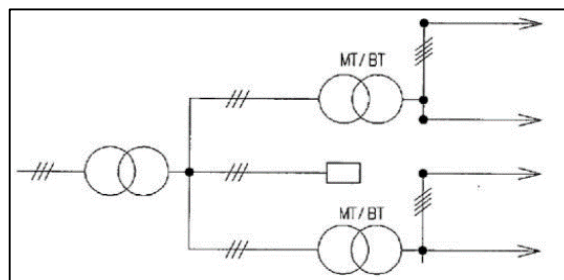


Figura. 1.2 Esquema de distribución abierto.
Fuente: (Trasancos, 2010).

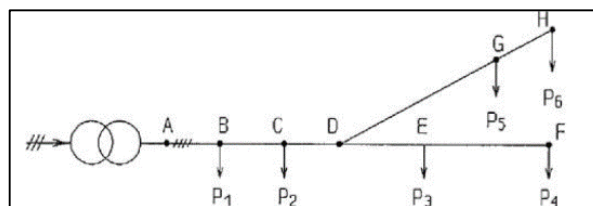


Figura. 1.3 Esquema de distribución abierto en baja tensión.
Fuente: (Trasancos, 2010).

b.) Líneas de distribución cerradas [6]

Son las que reciben la corriente por dos o más puntos. Pueden ser en malla las cuales están constituidas cerradas unidas eléctricamente, pueden estar construidas de esa manera o puede ser producto de la unir eléctricamente varias radiales (Fig.1.4).

La principal ventaja de la red en malla es una mínima caída de tensión sin considerables variaciones por cambio de consumo y poder enfrentar el aumento de demanda de potencia sin grandes modificaciones en la red. Se utiliza para el suministro de energía a zonas de alta densidad de carga obteniéndose buena estabilidad de tensión y seguridad en el suministro.

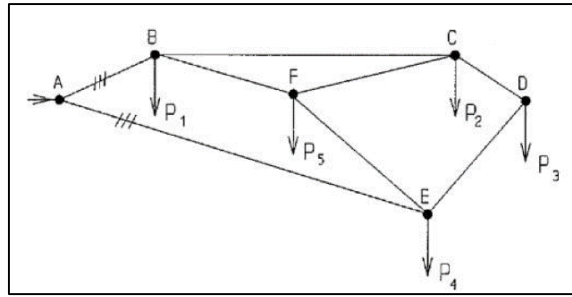


Figura 1.4 Disposición de redes de distribución en malla.
Fuente: (Trasancos, 2010).

1.3.1.6 Elementos del sistema de baja tensión (BT).

A continuación, se explican los principales elementos en el sistema de baja tensión para modelarlos y realizar flujo de potencia adecuado. En donde se identifican los siguientes:

a.) Subestaciones de distribución [2]

Se denomina subestación de distribución a la infraestructura eléctrica utilizada en los centros de transformación para transformar la media tensión en baja tensión.

Comprende generalmente el transformador y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario y eventualmente edificaciones para albergarlos. De acuerdo a su instalación pueden ser tipo convencional (de superficie o caseta en edificios), tipo aérea (monoposte o biposte) y tipo compacta (bóveda o pedestal).

b.) Subestación compacta. [16]

Son aquellas que pueden ser instaladas a nivel del suelo o por debajo de este, los transformadores a utilizarse son completamente herméticos como se muestra en la figura 1.5, a su vez contienen los equipos de maniobra tanto en su lado primario y secundario.



Figura 1.5: Subestación compacta.

Fuente: (<http://www.transformadoreshpindustrial.com/>).

- **Niveles de potencia [9]**

Los niveles de potencia de los transformadores se aprecian en la tabla 1.1, generalmente para la elaboración de proyectos se adoptan preferentemente las potencias subrayadas.

Tabla 1.1: Potencia nominal de transformadores.

Monofásico	Trifásico
15	<u>50</u>
<u>25</u>	<u>75</u>
<u>37.5</u>	<u>100</u>
<u>50</u>	<u>160</u>
<u>75</u>	<u>250</u>
100	<u>315</u>
	<u>400</u>
	500
	<u>630</u>
	800
	1000
	1600

Fuente: (CNE – Tomo IV, pág. 88).

c.) Transformador de distribución [9].

Es el elemento que interconecta la red de media tensión y la red de baja tensión, el cual suministra la potencia a los clientes o cargas en baja tensión

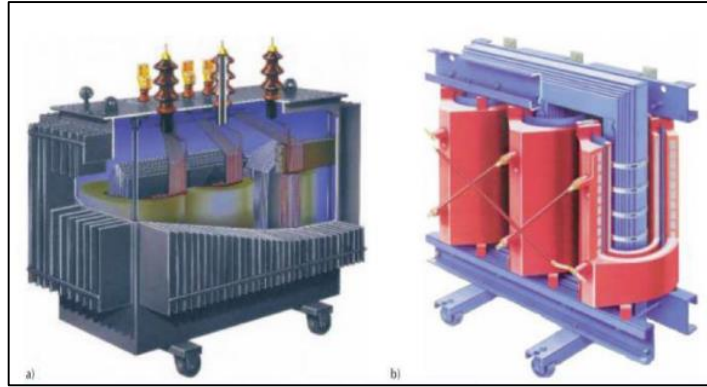


Figura 1.6: Transformadores de distribución.
Fuente: (Toledano y Sanz, 2013).

También es definida como una maquina estática, de inducción electromagnética (Figura. 1.6), destinada a transformar un sistema de corrientes variables en otro de intensidades y tensiones generalmente distintas. [4]

- **Regulación de tensión. [16]**





Los transformadores de distribución llevan gradines en el bobinado primario, para regular el nivel de tensión secundaria. Estos son ajustables mediante interruptores o conmutadores.

Los interruptores se utilizan para el ajuste gradual bajo carga, mientras que los conmutadores son operados para la regulación de la tensión con el transformador sin carga. Los gradines existentes en el bobinado primario permiten una variación de la tensión nominal de $\pm 2.5\%$ y $\pm 5\%$.

- **Grupos de conexión [16]**

El grupo de conexión señala la conexión de los bobinados de tensión mayor y menor y la posición de las fases. La denominación de conexión de los transformadores que conforman una unidad trifásica se muestra en la tabla 1.2.

Tabla 1.2: Conexión de los devanados de transformadores.

Denominación de la Conexión	Símbolo	Signo para los devanados	
		Tensión Mayor	Tensión Menor
Triángulo		D	d
Conexión en V		V	v
Estrella		Y	y
Zigzag		Z	z

Fuente: (CNE – Tomo IV, pág. 89).

Los grupos de conexión de los bobinados más utilizados se muestran en el anexo 1 y son Yzn y Dyn siendo:

D: Conexión triángulo

Y, y: Conexión estrella.

z: Conexión zigzag.

n: Neutro.

1.3.1.7. Elementos de protección [16]

Conjunto de elementos con el objetivo de brindar protección al circuito de BT ante el acontecimiento de fallas. Estos van desde interruptores termo magnéticos de los circuitos de la subestación y consumidores, hasta el fusible de media tensión del transformador.

Elementos de protección comunes en una subestación de distribución.

a.) Seccionador [4]

Aparato mecánico de conexión que puede ser conectado o desconectado sin carga (Figura.1.7).

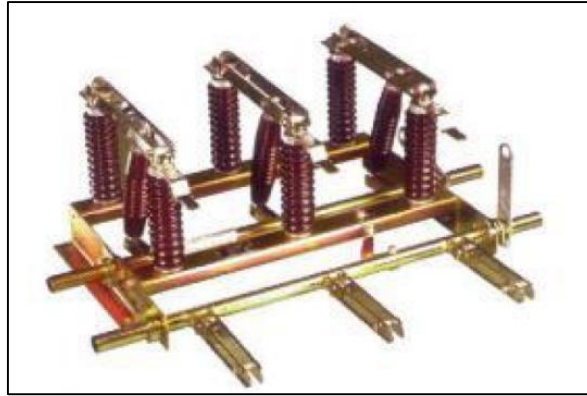


Figura 1.7: Seccionador.
Fuente: (Toledano y Sanz, 2013).

b.) Fusibles tipo NH [19]

Son equipos destinados a proteger las redes secundarias de los cortocircuitos por medio de un elemento fusible (figura 1.8) para diferentes valores de corriente nominal y corriente de ruptura a través de un medio de extinción de arco, en la tabla 1.3 se aprecian dichos niveles



Figura 1.8: Fusible NH.
Fuente: (<http://www.df-sa.es/documentacion/>).

Tabla 1.3: Corriente de ruptura (KA). [19]

500V	I_n (A)	REFERENCIA	U (V)	PODER DE CORTE (KA)	EMBALAJE UN./CAJA
NHC1	50	381230	500	120	3/30
	63	381235	500	120	3/30
	80	381240	500	120	3/30
	100	381245	500	120	3/30
	125	381250	500	120	3/30
	160	381255	500	120	3/30
NHT	200	381260	500	120	3/30
	224	381265	500	120	3/30
	250	381270	500	120	3/30
	315*	381280	500	120	3/30
	355*	381285	500	120	3/30
NHC2	63	381325	500	120	3/24
	80	381330	500	120	3/24
	100	381335	500	120	3/24
	125	381340	500	120	3/24
	160	381345	500	120	3/24
	200	381350	500	120	3/24
	224	381355	500	120	3/24
	250	381360	500	120	3/24

Fuente: (<http://www.df-sa.es/documentacion/>).

1.3.1.8. Redes de distribución secundaria. [4]

a.) Circuitos BT

Concierne a todos los conductores o cables que se conectan desde el transformador de distribución (MT/BT) y que forman parte de la red de distribución secundaria.

b.) Cables subterráneos

Los cables subterráneos son aquellos que van enterrados bien en forma directa o en el interior de ductos o galerías ubicadas estas debajo de la superficie del terreno, generalmente son fabricados de cobre.

Algunas de sus características sobre su montaje son las siguientes: Directamente enterrados, en canalizaciones entubadas, en canales revisables, en bandejas y soportes adosados a la pared.

c.) Capacidad térmica de los cables [16]

La temperatura máxima admisible de los conductores del cable, en régimen de operación permanente, para cables con aislamiento de papel y aislamiento termoplástico, será de 80°C. En caso de cortocircuito la temperatura podrá alcanzar hasta los 160°C por un corto período de tiempo.

En la tabla 1.4 se tiene los valores de resistencia y de corriente para cables de tipo NYY unipolar utilizado para redes subterráneas, respecto a la temperatura de operación 20 a 100°C a diferentes calibres utilizados en mm².

Tabla 1.4: Capacidad de corriente conductor subterráneo.

Sección Nominal (mm ²)	Resistencia Conductor (Ohm/Km)		Reactancia Inductiva Ohm/Km a 60 Hz	Capacidad de Corriente (Amp)	
	c.c. a 20°C	c.a. a 80°C		Aire Libre 30°C	Enterrado Temp=20°C 100°C-cm/W
2,5	7,41	9,16	0,182	31	43
4	4,61	5,73	0,173	41	56
6	3,08	3,83	0,164	52	70
10	1,83	2,27	0,152	71	94
16	1,15	1,43	0,143	94	121
25	0,727	0,903	0,138	126	156
35	0,524	0,651	0,132	156	187
50	0,387	0,481	0,128	192	222
70	0,268	0,334	0,124	241	272
95	0,193	0,241	0,122	300	325
120	0,153	0,192	0,119	349	370
150	0,124	0,156	0,119	402	415
185	0,0991	0,126	0,118	464	467
240	0,0754	0,097	0,117	553	540
300	0,0601	0,079	0,116	636	606
400	0,0470	0,064	0,114	742	686
500	0,0366	0,053	0,113	851	768



Fuente: (<http://www.ceper.com.pe/pdf/66/nyy-unipolar.pdf>).

d.) Capacidad de corriente [16]

La capacidad de corriente de los cables subterráneos se ha establecido convencionalmente dentro de sus condiciones normales de operación a excepción de la profundidad de tendido que es 0.6 m.

En la siguiente tabla se muestra la capacidad de corriente para cable multipolar o un sistema de cables unipolares con aislamiento de papel directamente enterrado NKY 0.6/1 KV.

Tabla 1.5: Capacidad de corriente conductor subterráneo.

Sección nominal	1 conductor corriente alterna cables sin armadura		2 Conductores	3 y 4 Conductores
				
mm ²	A	A	A	A
1.5	--	--	30	26
2.5	--	--	40	35
4	--	--	52	45
6	--	--	65	57
10	--	--	87	76
16	--	--	115	100
25	172	147	150	130
35	205	175	180	165
50	241	207	220	195
70	294	254	270	240
95	350	303	320	290
120	395	345	365	330
150	441	387	410	370
185	494	437	470	415
240	567	507	540	480
300	631	571	610	545
400	711	654	695	615
500	781	731	--	--

Fuente: (CNE – Tomo IV, pág. 117).

e.) Acometidas [9]

Involucran todos los conductores que van desde la red de distribución secundaria (BT) hasta el punto de entrega (PE).

f.) Punto de entrega (PE) [9]

Es el punto de conexión a la red y corresponde al lugar donde el consumidor o carga se conecta al sistema de baja tensión a través de la acometida. El punto de conexión a la red puede ser individual para una acometida o a su vez para varios clientes.

g.) Medidores [9]

Se utilizan de acuerdo a la necesidad y tarifa elegida por el cliente, registrando en la mayoría de los casos la energía en kWh de los clientes. Existen monofásicos (2 y 3 hilos) y trifásicos (3 y 4 hilos).

h.) Clientes [9]

Consumidores o cargas finales que pueden ser monofásicos y trifásicos a su vez residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público, entre otros.

1.3.1.9. Instalaciones de alumbrado público [16]

a.) Postes: Son estructuras de soporte para los equipos a utilizarse en alumbrado público pueden ser de fierro, concreto, madera o de otro material de características similares, debiendo utilizarse en cuanto sea posible, las instalaciones de líneas aéreas existentes. Son instalados en el borde interior de la vereda cuando ésta sea menor de 1.50 m y en el borde exterior, se tiene que considerar un distanciamiento no menor de 0.30m, cuando la vereda sea mayor o igual a 1.50m.

b.) Luminarias: Son equipos de iluminación que van montados sobre los pastorales en su interior cuentan con la lámpara y un equipo auxiliar para su funcionamiento, dirigen su flujo luminoso hacia la calzada.

c.) Pastorales: Los pastorales son estructuras de fierro o concreto que podrán ir fijados en las fachadas de las viviendas o en los postes de las redes de distribución, es la estructura de unión entre el poste y la luminaria de alumbrado público.

1.3.1.10. Sistemas para registro de información.

a.-) Sistema optimus NGC

Es un sistema que soporta todos los procesos de comercialización de energía del grupo Distriluz (Ensa, Enosa, Electrocentro, Hidrandina).

➤ NGC – Comercial.

Módulo en el cual se registra los datos técnicos y comerciales de los suministros de baja, media y alta tensión, así como el registro histórico de lecturas y consumos de energía facturados al mes.

➤ **NGC – Balance.**

Modulo en el cual se registra los consumos de energía a nivel de alimentadores de media tensión (puntos de control) y por subestaciones de distribución provenientes de medidores totalizadores instalados para tal fin.

Dicha información sirve para elaborar los balances de energía en los niveles de tensión según se requiera y calcular las pérdidas comerciales existentes en dichas instalaciones.

➤ **NGC – NTCSE.**

Este módulo contiene información técnica y comercial utilizada para generar los diferentes tipos de reportes solicitados basados en la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos) y además los que forman parte propia de la gestión de cada empresa.

Se almacena la información de los registros históricos de todos los indicadores solicitados por el ente fiscalizador Osinergmin por ejemplo en calidad de suministro sobre las interrupciones ocurridas en la concesión de cada empresa y los montos de compensación que se ha pagado en diferentes periodos; cuenta como ingreso de información las llamadas telefónicas, por parte de usuarios, ente fiscalizador y personal de la misma empresa, el registros de los eventos por parte del centro de control (CCO) ocurridos en las instalaciones de baja, media y alta tensión; cada evento contiene la razón u origen de la interrupción y los elementos interrumpidos, la potencia medida, la cantidad de clientes afectados, la causa de la interrupción.

A su vez en lo que respecta a la calidad de producto también contiene el registro de medida y monitoreo realizada en diversos puntos de los circuitos de media y baja tensión los cuales son realizados por norma (NTCSE) lo que da lugar al registro de mala calidad de producto, si así lo hubiera, para proceder luego a efectuar la compensación a los clientes afectados conforme lo estipula la norma.

➤ **Sistema maximus. [17]**

Es el sistema de información geográfico para redes de distribución y transmisión desarrollado por el grupo DISTRILUZ orientado a permitir la gestión de las instalaciones eléctricas a través de la visualización de las mismas por medio de la interfaz GIS, el análisis de la data con herramientas de análisis geográfico y la exportación de reportes resultantes en archivos planos.

Cuenta con una base de datos capaz de obtener la data necesaria para realizar el análisis de las instalaciones existentes en campo.

Además, ofrece información y herramientas informáticas que permitan la entrega de reportes a los entes reguladores del estado.

➤ **Registro de mantenimiento.**

Archivo Excel donde se lleva a cabo el registro de datos eléctricos provenientes de las inspecciones de campo o de los trabajos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo ejecutados por la Unidad de Mantenimiento de Distribución.

1.3.2 Diagramas eléctricos.

1.3.2.1. Diagrama unifilar o de una línea [1]

Existen modelos de circuito que se desarrollan para transformadores, maquinas sincrónicas y líneas de transmisión.

El interés radica en la manera de representar la unión de estos componentes para modelar un sistema completo. Ya que un sistema trifásico balanceado siempre se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno.

Muchas veces el diagrama se simplifica al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes. No se muestran los parámetros del circuito y las líneas de transmisión

se representan como una sola línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar o de una línea.

El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema (Fig. 1.9). como son:

- Subestaciones y líneas de transmisión.
- Datos básicos de cada componente: transformadores: Potencia MVA, relación de transformación y V_{cc} .
- Líneas de transmisión: longitud, material y sección de conductor.
- Barras: Tensión nominal, celdas y alimentadores.

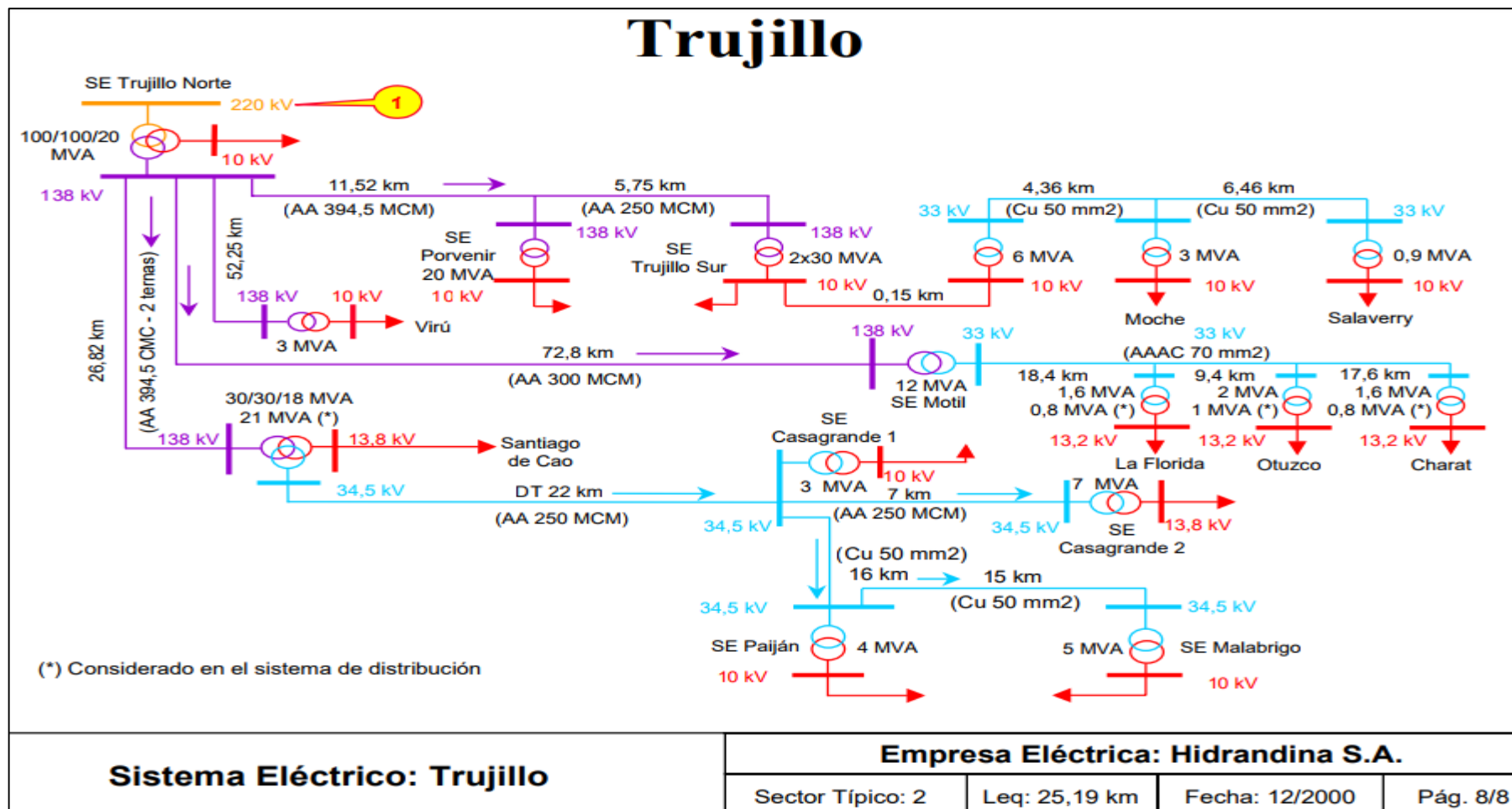


Figura. 1.9 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia.

Fuente: (<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/DiagUnifiliar>).

1.3.3 Medición de parámetros eléctricos.

1.3.3.1 Registrador analizador de calidad de potencia Ecomec PQ_500. [18]

Registrador construido y diseñado para uso intensivo en campo. Funciona en diversos tipos de clima, directamente en intemperie, y con un grado de protección IP65. figura 1.10 Completamente aislado, de dimensión y peso reducido, es de fácil instalación en espacios estrechos y expuestos a tensión. Se alimenta desde el mismo punto de medición.

El PQ-500 mide y reporta:

Tensiones de fase y de línea.

Desviación de Tensión.

Corrientes de fases; Corriente máxima y mínima.

Armónicos de tensión conforme a IEC61000-4-7; Flicker (Pst y Plt) hasta Pst 5 conforme a IEC61000-4-15.

Sobre y Sub tensión del tipo Sag y Swell; desbalance de tensión (Índice Uo y U2)

Frecuencia.

Potencia Activa en 4 cuadrantes; Reactiva y Aparente; Energía Activa y Reactiva; Factor de Potencia; $\cos \phi$; Interrupciones. Aplica en redes tipo estrella, delta, delta abierto, delta con tierra, monofásicas de 2 y 3 hilos.



Figura. 1.10 Analizador de calidad de potencia Ecomec PQ500

Fuente: (<http://www.ecamec.com.ar/productos.php?codCategoria=1>).

1.3.3.2 Factor de potencia [7]

Relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en sus componentes.

$$\cos \varphi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia Aparente}} < 1 \quad (1.1)$$

Para sistemas de distribución se considera un valor mínimo de 0.9. En el caso de tener valores inferiores se debe corregir este factor por parte de los usuarios, por parte de la empresa concesionaria o por ambos. En redes que abastecen clientes industriales se considera 0.85 como mínimo.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los clientes cuyas cargas así lo requieran, o en redes primarias. Es muy importante calcular bien los kVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

1.3.3.3 Máxima demanda [2]

Máximo valor de la demanda que se presenta durante periodos determinados (diario, semanal, mensual, anual) o mayor carga que se utiliza en una instalación en dicho periodo.

1.3.3.4 Factor de demanda (FD) [2]

El factor de demanda es la relación, entre la máxima demanda y la carga instalada en un punto del sistema eléctrico.

$$FD = \frac{\text{ENERGIA CONSUMIDA AL DIA}}{24 \text{ HORAS} \times \text{MAXIMA DEMANDA}} \quad (1.2)$$

1.3.3.5 Factor de simultaneidad (f.s.) [2]

Es la relación de la máxima demanda de un conjunto de instalaciones o aparatos, y la suma de las demandas máximas individuales durante cierto periodo. Para el diseño de redes secundarias este periodo es un día.

$$f_s = \frac{MD_t}{MD_1+MD_2+MD_3+.....MD_n} = \frac{MD_t}{\sum MD_i} < 1 \quad (1.3)$$

1.3.3.6 Factor de diversidad [2]

Es el recíproco al factor de simultaneidad.

$$f_d = \frac{1}{f_s} = > 1 \quad (1.4)$$

1.3.3.7 Factor de carga [2]

Es igual a la relación que existe entre la carga promedio y la máxima demanda. En términos de energía viene a ser el cociente entre la energía eléctrica suministrada en un periodo determinado y la energía que correspondería a una carga constante durante ese periodo igual a la demanda máxima respectiva.

$$F_c = \frac{P_{media}}{MD} \quad (1.5)$$

1.3.3.8 Diagrama de carga [2]

Sirve para indicar la distribución de carga (en MW o KW) de la red (o de la central o del grupo) en el curso del día o de la semana o del año.

$$F.c. (dia, mes, año) = \frac{E (dia,mes,año)}{D_{MAX} \times h (dia,mes,año)} = \frac{P_m}{D.M.P} \quad (1.6)$$

1.3.4 Flujo de potencia eléctrico [1]

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un flujo de potencia eléctrica es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje de cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea. Sin embargo, se puede obtener gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas. Es importante resaltar el gran

valor que tienen los programas computacionales de flujos de potencia en el diseño de los sistemas de potencia y en su operación.

El flujo de potencia se calcula utilizando el **Método de Newton-Raphson** que resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia hasta que los errores dP y dQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados. Mientras que el **Método de Gauss-Seidel** resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. Ambos métodos se basan en las ecuaciones de admitancias de barra. La ecuación general para el voltaje calculado en cualquier barra (i) de un sistema de (N) barras, donde se programan la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

1.3.4.1 Software computacional de análisis de sistemas eléctricos – DAP10. [13]

Es un software en ambiente GIS – Geographic Information System, especializado para el análisis y planeamiento de sistemas eléctricos de distribución.

El programa permite el análisis y diseño de sistemas eléctricos de distribución de baja y media tensión en base a cálculos de Flujo de Potencia, calidad del producto y pérdidas de potencia y energía, con algoritmos de cálculo apropiados para líneas eléctricas radiales de cargas desequilibrados. Los datos de entrada y salida del sistema están en ambiente GIS y Base de Datos relacional.

El diseño del sistema se basa en una arquitectura Cliente / Servidor. El permite el acceso a la Base de Datos relacional y geográfica de la empresa para tomar la información de líneas de distribución y datos de facturación (consumo de clientes) para el análisis y planeamiento.

Una ventaja comparativa del software frente a otros, es que tiene salidas de cálculos de pérdidas de energía, procesadas y organizadas en cuadros comparativos con los factores de pérdidas establecidos en el VAD. Igualmente, los

resultados de calidad del producto son organizados de acuerdo a los lineamientos establecidos en la base metodológica de la NTCSE.

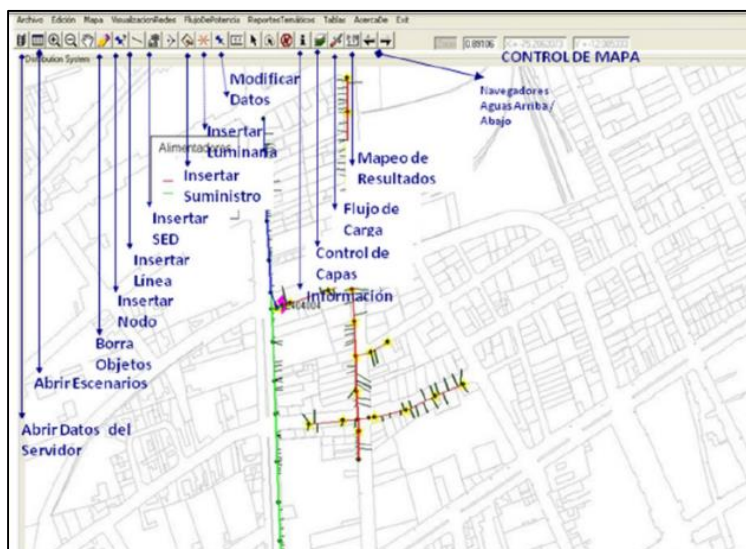


Figura 1.11: DAP10.0 Barra de Menús
Fuente: (Manual DAP10)

Se divide en las siguientes zonas (Fig. 1.11):

Menús

Los menús se encuentran organizados según su funcionalidad:

- ✓ **Distribution:** Analysis And Planning DAP (Versión 10.0).
- ✓ **Archivo:** Directorio base de datos, Abrir del servidor, Nuevo escenario, Abrir de escenarios, Abrir de escenarios, Cerrar.
- ✓ **Edición:** Buscar, Editar objetos complementarios, Modificar red actual, Navegar en la red, Modificar cargas, Generar postes baja tensión, Generar postes media tensión, Carga Masiva de datos.
- ✓ **Mapa:** Sistema de coordenadas, Control mapa, Seleccionar, Selección poligonal, Ver +, Ver -, Arrastre.

- ✓ **Visualización de Redes:** Mapa temático por estatus, Mapa temático por calibre de conductores, Mapa temático aéreo/subterráneo, Mapa temático nivel de tensión, Baja tensión, Media tensión, Gestión Demanda.
- ✓ **Flujo de Potencia:** Periodo de análisis, Datos de los alimentadores y subestaciones, Flujo de potencia baja tensión, Flujo de potencia media tensión, Reporte de resultados.
- ✓ **Reportes Temáticos:** Mapa temático tensiones, Mapa temático cargas calibres, Mapa temático desbalance, Mapa temático corrientes desbalance, Mapa temático factor utilización, Calidad de tensión de subestación, Numero de interrupciones anuales, Pérdidas no técnicas en baja tensión, Kw seleccionados, Centro de carga, Personalizar temáticos, Impresión de mapa, Guardar en formato Mapinfo.
- ✓ **Tablas:** Empresa, Unidad de negocio, Subestaciones de potencia, Alimentadores de media tensión, Líneas de media tensión, Subestaciones de distribución, Líneas de baja tensión, Suministros de baja tensión, Densidad de demanda, Disposición de conductores, Tarifas o tipos de carga, Caracterización de cargas, Conductores, Líneas aéreas, Medidores, Transformadores, Parámetros de confiabilidad, Tipos de conexión de cargas, Catalogo de materiales, Detalle de armados, Tipo de armados. (Manual DAP, 2012).

1.3.5 Indicadores críticos del sistema de distribución.

1.3.5.1 Caída de tensión [4]

En un circuito de corriente alterna la caída de tensión es una función del voltaje nominal, distancia, el $\cos \varphi$, la resistencia y la reactancia de los conductores.

La siguiente expresión nos da la caída de tensión en sistemas trifásicos:

$$e = \sqrt{3} L I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (1.7)$$

Donde:

e = Caída de tensión en voltios.

L = Longitud en Km.

I = Intensidad en A.

R = Resistencia del conductor en ohm/Km.

X = Reactancia del conductor en ohm/Km.

1.3.5.2 Pérdidas de energía.

➤ Pérdidas de energía por efecto Joule. [2]

Las pérdidas de energía por efecto Joule se calculan de la siguiente manera:

$$P_j = \frac{P^2(r_1)L}{1000 VL^2 (\cos^2 \varphi)} = KW \quad (1.8)$$

➤ Energía distribuida.

La energía distribuida se obtiene de la resta de la energía obtenida en el totalizador menos la energía del alumbrado público como se muestra en la siguiente formula.

$$ED = E.T - E.AP \quad (1.9)$$

Donde:

ED: Energía distribuida.

E. T: Energía del totalizador.

E. A P: Energía del alumbrado público.

➤ Pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía comerciales son obtenidas de la diferencia de la energía distribuida menos la energía facturada proveniente de la suma de la energía de todos los medidores de clientes de baja tensión.

$$PE = E.D - E.F \quad (1.10)$$

Donde:

PE (KWH): Pérdidas de Energía.

EF: Energía Facturada.

➤ **Porcentaje de pérdidas de energía.**

$$\% \text{ PET} = \frac{ED - EF}{ED} \times 100 \quad (1.11)$$

➤ **Factor de pérdidas [13]**

$$fp = coe_{bullery} \times fc + (1 - coe_{bullery}) \times fc^2 \quad (1.12)$$

Dónde:

Coeficiente x (coeficiente de bullery, valor típico =0.15 a 0.30).

1.3.5.3 Factor de utilización (Fu) [2]

El factor de utilización en transformación es un indicador de mucha importancia ya que el transformador representa una inversión mayor con relación a las redes del sistema de distribución.

En un sistema eléctrico con un intervalo de tiempo t, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$FU = \frac{\text{CARGA MAXIMA}}{\text{CAPACIDAD INSTALADA}} = \frac{DM}{PI} \quad (1.13)$$

1.3.6 Evaluación económica del proyecto en simulación.

Se evaluará lo siguiente:

1.3.6.1 Tasa interna de rendimiento TIR. [8]

Se puede definir como el tipo de rendimiento que iguala la corriente de flujos de caja tanto positivos como negativos que han sido generados por un proyecto de inversión.

La TIR es aquella tasa de rentabilidad que iguala el VAN a cero.

Para calcular una única tasa de descuento:

$$0 = \sum FC_n / (1+i)^n \quad (1.14)$$

1.3.6.2 Valor actual neto VAN [8]

Es el que determina el valor actual de todos los flujos de caja esperados del proyecto de inversión. Es en otras palabras la diferencia del valor actualizado de los cobros menos el valor que se actualiza de los pagos.

A continuación, para el cálculo para una única tasa de descuento:

$$VAN = \sum FC_n / (1+i)^n \quad (1.15)$$

Un VAN positivo expresa que la inversión en el proyecto genera excedentes mayores, ciertamente en el precio del valor actual neto, a los que podrían obtenerse invirtiendo lo mismo en cantidad a la tasa de inversión i .

1.4 Formulación del problema

¿Cómo realizar un análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 – Urbanización Las Quintanas – Trujillo para optimizar la distribución de 315 KVA?

1.5 Justificación del estudio.

El presente estudio de investigación se justifica técnicamente porque pretende mediante un análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 aplicando modelado y simulación permite detectar los puntos críticos para optimizar la distribución de 315 KVA poniendo en práctica los conocimientos teóricos de los sistemas eléctricos de potencia.

1.5.1 Relevancia tecnológica:

Se aplica nuevas tecnologías (software computacional) para la distribución de energía eléctrica en baja tensión donde se ejecuta el proyecto buscando siempre las mejoras continuas.

1.5.2 Relevancia social:

En la parte social asegura el uso de energía eléctrica de mejor calidad y sin interrupciones de la misma.

1.5.3 Relevancia económica:

Se justifica económicamente por que se busca que el costo de instalación y operación será mínimo para la empresa.

1.6 Hipótesis

Usando un analizador de redes se obtiene un registro de la potencia, tensión y corriente para calcular los factores de carga y potencia en la subestación HI0090 para modelar y simular los flujos de carga donde los valores de caída de tensión (%), estén dentro del ± 5 % establecido en la NTCSE, pérdidas de energía (%) dentro del 6.14 % y factor de utilización menor a 1 para optimizar la distribución de 315 KVA.

1.7 Objetivos.

1.7.1 General

Elaborar un análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 – Urbanización Las Quintanas – Trujillo mediante su modelado y simulación para optimizar la distribución de 315 KVA.

1.7.2 Específicos

- Realizar el levantamiento de información eléctrica necesaria de campo de la infraestructura correspondiente a la distribución secundaria de la subestación HI0090.

- Elaborar el diagrama unifilar general correspondiente a la distribución secundaria de la subestación HI0090.
- Elaborar un registro para obtener una base de datos sobre la medición de parámetros eléctricos existentes en dichas instalaciones, con el uso de instrumentos de medida.
- Calcular el flujo de potencia eléctrico actual utilizando software computacional DAP10. en los diferentes circuitos del sistema de distribución.
- Identificar los indicadores críticos por circuitos como son % de caída de tensión, % de pérdidas y factor de utilización para plantear la solución considerando correctivos mediante un modelamiento en el software, determinando factibilidad de distribución de cargas, así como la instalación de un nuevo centro de carga para transferencia de potencia.
- Realizar una evaluación económica financiera del proyecto de mejora del sistema de distribución secundario.

II. Método

2.1 Diseño de investigación

Investigación cuasi experimental, pues analiza mediante una comparación el comportamiento de los flujos de potencia actual, antes y después del análisis del sistema de distribución secundario mediante su modelado y simulación con software computacional.

$$G: 01 \rightarrow X \rightarrow 02$$

Dónde:

G: Flujos de Potencia actuales.

01: Situación actual del sistema de distribución secundario.

X: Simulaciones para mejora (pre test), realizadas mediante con software computacional.

02: Situación post mejoras (post test) del sistema de distribución secundario.

2.2 Variables, operacionalización.

2.2.1 Variable Independiente:

Factor de potencia.

Factor de carga.

2.2.2 Variable dependiente:

Porcentaje de caída de tensión.

Porcentaje de pérdidas de energía.

Factor de utilización de transformador.

2.2.3 Operacionalización de variables.

Tabla 2.1. Operacionalización de variables

Variable Independiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala
Factor de Potencia	Es la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente(S).	- Valor que indica con qué grado de eficiencia se está utilizando la energía eléctrica.	$\cos \varphi$: P/S	<1
Factor de carga	- Factor de carga: Relación entre la carga promedio y la máxima demanda.	- Relación del consumo durante un tiempo determinado (periodo) y el consumo que resultaría de un uso continuo de la máxima potencia que se contrata durante dicho periodo.	$F_c = DP/MD$	<1
Variable Dependiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala
Porcentaje de caída de tensión	Disminución o aumento del valor de tensión entre dos puntos de un circuito.	- Valor adecuado de la caída de tensión en cada tramo del circuito contemplado en la NTCSE.	- % de caída de tensión. (Δ Tensión)	$\pm 5 \%$
<ul style="list-style-type: none"> Porcentaje de pérdidas. 	Energía por la cual la empresa no percibe facturación debido a factores técnicos y comerciales.	- Valor adecuado de las pérdidas de energía en baja tensión.	% de pérdidas de energía (KWH)	6.14%
<ul style="list-style-type: none"> Factor de Utilización del transformador. 	Es la relación entre la máxima demanda y la potencia instalada.	- Valor que indica cuanto se está utilizando de la potencia del transformador	- - % Utilización	< 1

2.3 Población y muestra

2.3.1 Población: Sistemas de distribución secundario de las subestaciones de distribución de la ciudad de Trujillo pertenecientes al Alimentador TSU004.

2.3.2 Muestra: Sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 perteneciente al alimentador TSU004.

2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.

Para evaluar el tema en estudio se procedió a recolectar la información de la forma siguiente:

Se recabó información histórica de las mediciones a clientes por compensaciones económicas realizadas por mala calidad de producto (nivel de tensión inadecuado) en baja tensión en el primer y segundo semestre del 2016, los cuales son registrados por la oficina de mediciones de calidad de la Unidad de mantenimiento de distribución e ingresado al sistema NGC-NTCSE de la empresa Hidrandina SA.

Se efectuaron inspecciones en campo para toma de datos con equipo analizador de redes y pinza volt – amperimétrica para el registro correspondiente de parámetros eléctricos como nivel de tensión, corriente, potencias etc. que sirvieron para la evaluación.

Se realizó recolección de datos a través de inspección visual directa en campo para el llenado de información en fichas y registros fotográficos de infraestructura eléctrica de la empresa.

Tabla 2.2: Técnicas e instrumentos de recolección de datos:

Técnicas	Instrumentos
Revisión de Base de Datos	Formato para base de datos para recolección de información útil.
Mediciones de campo	Analizador de redes trifásico. Pinza Volt – amperimétrica.

Fuente: Elaboración autor

2.4.1 Equipamiento e instrumentación utilizados en mediciones.

Equipo analizador de redes trifásico marca Ecamec, modelo PQ – 500.



Figura. 2.1 Analizador de calidad de potencia.
Fuente: Elaboración autor.

Pinza volt – amperimétrica marca Fluke, modelo 376 FC.



Figura. 2.2 Pinza volt – amperimétrica marca Fluke.
Fuente: Elaboración autor.

2.5 Métodos de análisis de datos.

Los parámetros obtenidos en la recolección de datos del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 fueron procesados mediante el modelado y simulación en el software computacional para análisis de flujos de potencia DAP 10 con la finalidad de validar el ingreso y salida de datos e identificar indicadores críticos.

2.6 Aspectos éticos.

El investigador se compromete a respetar la veracidad de los resultados, la confiabilidad de los datos técnicos brindados por la empresa.

III. Resultados

3.1 Levantamiento de información eléctrica.

3.1.1 Infraestructura eléctrica de subestación HI0090 AMT TSU004 urbanización Las Quintanas.

La subestación de distribución HI0090 se ubica en la cuadra 15 de la Avenida América Norte en la urbanización Las Quintanas, y es del tipo caseta a nivel con una tensión de alimentación de 10 KV. con una frecuencia nominal de 60 Hz y un tablero de distribución en baja tensión de 7 circuitos.

Cuenta con tres celdas para la ubicación de equipos eléctricos como seccionamientos, transformador, etc.

3.1.1.1 Transformador de distribución.

El transformador de distribución de la subestación HI0090 es trifásico del tipo compacta con una potencia de 315 KVA y su grupo de conexión en el lado primario y secundario es delta lo que hace un sistema trifásico 0.22 KV. sin neutro (Fig.3.1).



Figura. 3.1 Subestación compacta y grupo de conexión.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.1.2 Equipos de protección en baja tensión (BT).

En el tablero de distribución de BT. cuenta con fusibles tipo NH de diferentes valores de corriente nominal 200, 250, 300, 400 y 500 amperios como se aprecia en la Fig. 3.2 a una tensión máxima de 500 V.



Figura 3.2 Fusibles NH
Fuente: Elaboración autor.

3.1.1.3 Redes de distribución en baja tensión (BT).

Las redes de distribución secundarias son del tipo radial conformado por 7 circuitos (A, B, C, E, G, H, I) con cables de cobre del tipo subterráneo NKY y NYY con calibres y longitudes variadas (Tabla 3.1) con niveles de tensión 0.22 KV. en sistema trifásico y monofásico de 3 hilos.

Tabla 3.1: Características de las redes de distribución secundarias.

Calibres, longitud, material de conductor HI0090					
Ítem	Circuito	Tipo	Material	Calibre (mm ²)	Longitud (KM)
1	A	S	CU		0.127
2	A	S	CU	3X10	0.073
3	A	S	CU	3X150	0.3928
4	A	S	CU	3X35	0.652

5	B	A	AL		0.1886
6	B	A	CU		0.2274
7	B	S	CU	3X150	0.4192
8	B	S	CU	3X35	0.4391
9	B	S	CU	3X70	0.2777
10	C	S	CU		0.5794
11	C	S	CU	3X120	0.4785
12	C	S	CU	3X35	0.4716
13	E	S	CU	3X25	0.0349
14	G	S	CU	3X25	0.063
15	H	S	CU	3X35	0.1544
16	I	S	CU	3X35	0.1631

Fuente: Elaboración autor

3.1.1.4 Postes.

En la zona de urbanización y alrededores los postes son de concreto armado centrifugado (C.A.C.) con una altura de 7 y 8 metros y su estado actual es en 60% de conservación.

3.1.1.5 Medidores totalizadores.

Se utilizan para realizar la medida de energía eléctrica en la subestación (Fig. 3.3) la cual se divide en servicio particular y servicio de alumbrado público, se tienen los siguientes componentes y características:

2 Transformadores de corriente de relación 500/5.

1 Medidor totalizador para servicio particular, electromecánico, indirecto de 3 hilos, 220 V, 5 A.

1 Medidor totalizador para alumbrado público, electromecánico, directo de 3 hilos, 220 V, 120 A.



Figura 3.3: Medidores trifásicos electromecánicos de SP y AP.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.2 Levantamiento de datos de los sistemas de información Optimus Comercial, Balance, NTCSE, Maximus, Regman.

Se recopiló información eléctrica proveniente de los diferentes sistemas de registro informáticos como son Optimus NGC Comercial, Balance, NTCSE, Maximus y Regman.

3.1.2.1 Optimus NGC Comercial: Se generó desde el sistema la relación de clientes en baja tensión obteniendo un total de 447 cuyas cargas se encuentran instalados desde las redes de distribución secundarias 3 X 220 V. de la subestación de distribución HI0090.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó el registro de consumos históricos de energía de cada cliente del último semestre del año 2016.

En la tabla 3.2 se muestra la tasa de crecimiento promedio de 3.74 % correspondiente a el consumo de energía realizada por los clientes tomando como referencia los años 2008 al 2016 dicha energía se proyectó hacia el año 2017 obteniéndose una energía estimada de 1457 MWH.

Tabla 3.2: Tasa de crecimiento promedio de consumo subestación HI0090.

Codigo	Alimentador	N° Clientes	Consumo de energia (MWH)										Tasa de crecimiento promedio
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
HI0090	TSU004	446	1101	1041	1079	1114	1176	1256	1322	1348	1340	1457	3.74

Fuente: Elaboración autor.

La tendencia del consumo de energía va en aumento conforme avanzan los años como se aprecia en la figura 3.4 desde el año 2008 con un consumo de 1101 MWH hasta el año 2016 con 1340 MWH.

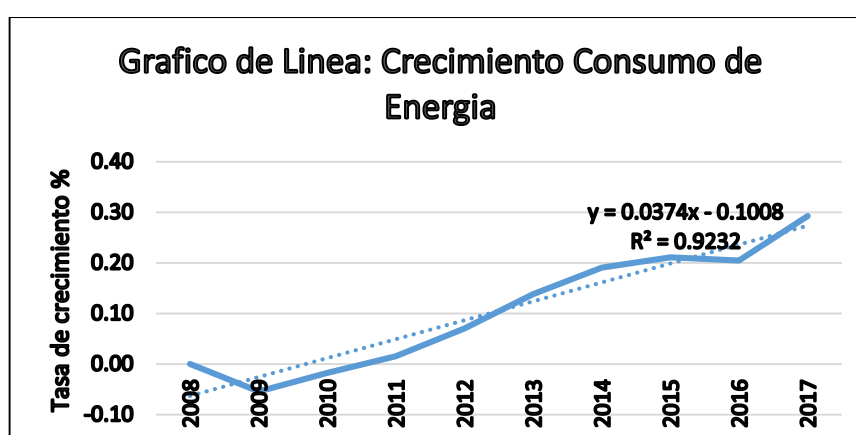


Figura 3.4: Crecimiento del consumo de energía de clientes BT.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.2.2 Balance: Se obtuvo el balance de energía del módulo del sistema, (Tabla 3.2) registrándose valores de energía consumida medida en los medidores trifásicos totalizadores de servicio particular como de alumbrado público los cuales servirán para ser confrontados con el total de energía facturada proveniente del consumo de los clientes de baja tensión.

Tabla 3.3: Balance de energía subestación HI0090.

BALANCE DE ENERGIA HI0090 GENERADO POR OPTIMUS NGC - BALANCE PERIODOS 2017 - 01								
Alimentador	Dirección	Totalizador	Alumbrado	E.Distribuida	E.Clientes	N° Clientes	PerdidaEnergia	%Perdida
TSU004	Urb. Las Quintanas	126740	4534	122206	113043	447	3881.65	7.5

Fuente: Elaboración autor

➤ **Energía distribuida.**

Se calcula con la ecuación 1.9 tomando como datos los obtenidos del balance de pérdidas de energía de la subestación HI0090 del mes de enero 2017 quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}ED &= E.T - E.AP \\ED &= 126740 - 4534 \\&= 122206 \text{ KWH.}\end{aligned}$$

➤ **Perdidas de energía comercial.**

Se calcula con la ecuación 1.10 tomando los valores de facturación de los clientes.

$$\begin{aligned}PE &= E.D - E.F \\PE &= 122206 \text{ KWH} - 113043 \text{ KWH} \\&= 9163 \text{ KWH.}\end{aligned}$$

➤ **Porcentaje de pérdidas de energía.**

Ahora se utiliza la fórmula 1.11 para hallar el porcentaje de pérdidas totales.

$$\% \text{ PET} = \frac{ED - EF}{ED} \times 100 = 7.5 \%$$

3.1.2.3 NGC – NTCSE: Desde este módulo se generó el reporte de compensaciones por mala calidad de producto en el año 2016 correspondiente a los circuitos de la subestación HI0090 encontrándose un total de 178 suministros a los cuales se compenso económicamente.

Esta compensación económica como se muestra en la tabla 3.3 se da por mediciones realizadas en suministros pertenecientes a los circuitos de baja tensión identificados como A, B, C, E, H, G, I, siendo los montos más significativos los tres primeros mencionados.

En resumen, se muestra la compensación de los más significativos de la siguiente manera:

Circuito A: 81.49 dólares.

Circuito B: 237.33 dólares.

Circuito C: 216.34 dólares.

Tabla 3.4: Compensaciones por mala calidad de producto año 2016.

ANÁLISIS DE LAS COMPENSACIONES DE LA SED HI0090																
SED	CIRCUITO MAXIMUS	CIRCUITO OPTIMUS	SUMINISTRO	PERIODOS DE COMPENSACION												Total General
				2016-01	2016-02	2016-03	2016-04	2016-05	2016-06	2016-07	2016-08	2016-09	2016-10	2016-11	2016-12	
HI0090	A	D302849	46332281						81.49							\$81.49
	B	D302850	46336226	40.01	39.97	42.22	38.95	37.83	38.33							\$237.33
	C	D302851	* 54972275											107.21	109.13	\$216.34
			46335318	12.52	13.57	13.87	13.62	13.48	13.38							\$80.45
	E.	D302852	47375677	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	\$0.00
	H	D302854	46350833							4.62	4.35	4.15	4.26	4.48	3.91	\$25.78
			46350833	11.33	11.41	12.54	12.66	14.42	13.87							\$76.23
	G	D302853	46057373	0.19	0.18	0.21	0.21	0.20	0.19							\$1.18
	I	D302855	46319010	0.21	0.22	0.17	0.30	0.30	0.43	0.12	0.20	0.16	0.15	0.15	0.10	\$2.52
Total General				64.27	65.36	69.01	65.74	66.24	147.69	4.74	4.55	4.31	4.40	111.84	113.15	\$721.31

Fuente: Elaboración autor.

En la tabla 3.4 se observa la medición realizada al suministro 54970075 ubicado en el circuito "C" de la HI0090 en un periodo de 24 horas de fecha 24/11/2016 en intervalos de 15 minutos, cabe señalar que los equipos se instalan en el suministro por un periodo de 7 días de acuerdo a la NTCSE.

El valor registrado como crítico es 198 V el cual se encuentra fuera del rango que estipula la norma, el valor optimo debería estar entre 209 y 231 voltios en lo que respecta a tensión que sería el $\pm 5\%$ del voltaje nominal por lo que se compensara a partir de dicho suministro aguas abajo del circuito por sub tensión y aguas arriba por sobre tensión según sea el caso.

Tabla 3.5: Valores de suministro medido por mala calidad de producto.

Detalle del análisis de calidad del producto para el suministro 54970075 24/11/2016						
Hora	Valor crítico	Flicker	Armónico	- 5.00%	5.00%	Valor Nominal
10:00:00 a. m.	206.10	0.00	4.30	209.00	231.00	220.00
10:15:00 a. m.	205.80	1.00	4.10	209.00	231.00	220.00
10:30:00 a. m.	206.40	0.70	4.10	209.00	231.00	220.00
10:45:00 a. m.	203.70	0.90	4.00	209.00	231.00	220.00
11:00:00 a. m.	204.30	0.90	4.00	209.00	231.00	220.00
11:15:00 a. m.	204.00	0.90	4.00	209.00	231.00	220.00
11:30:00 a. m.	203.10	1.00	4.20	209.00	231.00	220.00
11:45:00 a. m.	202.40	0.80	4.10	209.00	231.00	220.00

12:00:00 p. m.	203.70	1.30	4.30	209.00	231.00	220.00
12:15:00 p. m.	204.60	1.00	4.20	209.00	231.00	220.00
12:30:00 p. m.	206.40	0.90	4.10	209.00	231.00	220.00
12:45:00 p. m.	206.10	0.90	3.90	209.00	231.00	220.00
1:00:00 p. m.	206.60	1.00	4.00	209.00	231.00	220.00
1:15:00 p. m.	206.40	1.20	4.30	209.00	231.00	220.00
1:30:00 p. m.	209.10	0.90	4.30	209.00	231.00	220.00
1:45:00 p. m.	208.80	0.90	4.10	209.00	231.00	220.00
2:00:00 p. m.	208.50	0.80	4.10	209.00	231.00	220.00
2:15:00 p. m.	209.10	0.60	4.10	209.00	231.00	220.00
2:30:00 p. m.	208.90	0.80	4.20	209.00	231.00	220.00
2:45:00 p. m.	208.50	0.80	4.20	209.00	231.00	220.00
3:00:00 p. m.	208.30	0.90	4.20	209.00	231.00	220.00
3:15:00 p. m.	207.90	0.90	4.40	209.00	231.00	220.00
3:30:00 p. m.	207.00	0.70	4.40	209.00	231.00	220.00
3:45:00 p. m.	206.10	1.00	4.40	209.00	231.00	220.00
4:00:00 p. m.	206.10	0.90	4.40	209.00	231.00	220.00
4:15:00 p. m.	207.00	0.90	4.50	209.00	231.00	220.00
4:30:00 p. m.	207.60	1.20	4.50	209.00	231.00	220.00
4:45:00 p. m.	208.10	0.90	4.40	209.00	231.00	220.00
5:00:00 p. m.	207.60	1.20	4.50	209.00	231.00	220.00
5:15:00 p. m.	206.80	1.00	4.40	209.00	231.00	220.00
5:30:00 p. m.	206.10	1.00	4.30	209.00	231.00	220.00
5:45:00 p. m.	204.50	0.80	4.20	209.00	231.00	220.00
6:00:00 p. m.	204.90	0.80	4.40	209.00	231.00	220.00
6:15:00 p. m.	203.20	0.80	4.40	209.00	231.00	220.00
6:30:00 p. m.	199.80	0.90	4.40	209.00	231.00	220.00
6:45:00 p. m.	198.60	0.80	4.00	209.00	231.00	220.00
7:00:00 p. m.	198.70	0.70	4.00	209.00	231.00	220.00
7:15:00 p. m.	198.70	1.20	3.90	209.00	231.00	220.00

Fuente: Elaboración autor

Se aprecia en la figura 3.5 el gráfico de la tensión del suministro medido, la variación de los valores que sobrepasan los valores de sub tensión y para los valores de sobre tensión se encuentra en el límite este registro se realizó en el periodo de 7 días.

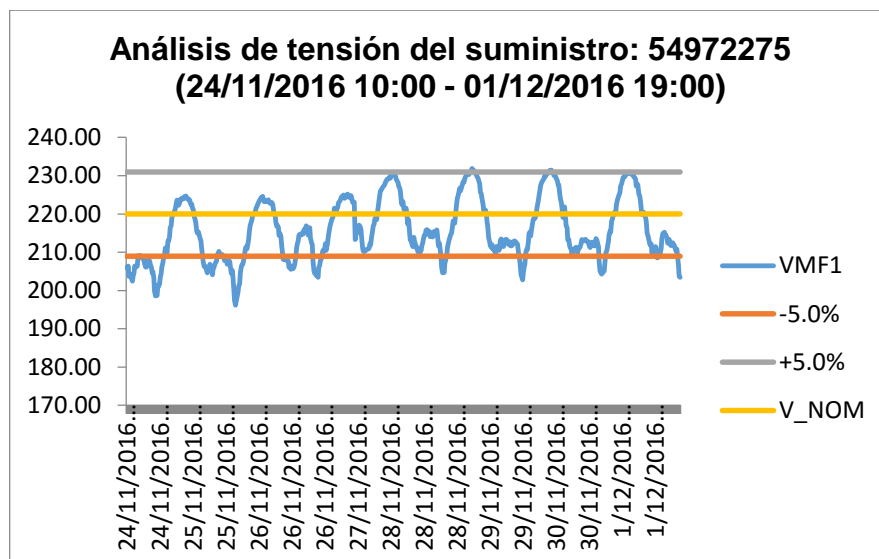


Figura 3.5: Grafico de valores de tensión periodo 7 días.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.2.3 El sistema Maximus permite visualizar la ubicación geográfica de las redes de distribución secundaria de baja tensión (Fig. 3.6) con respecto a la localización de las manzanas pertenecientes a la urbanización Las Quintanas de la ciudad de Trujillo.

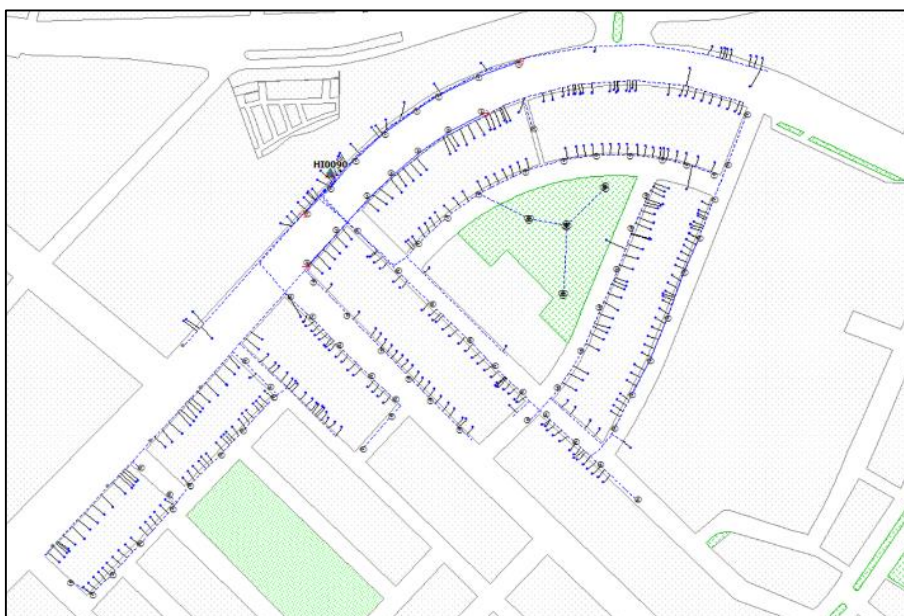


Figura: 3.6 Ubicación geográfica de las redes de distribución HI0090.

Fuente: Elaboración autor.

Se verifico la ubicación y existencia en campo de la infraestructura eléctrica aquí contenida como:

Postes de CAC. y luminarias de AP.

Recorrido de cables subterráneos.

Ubicación de acometidas y suministros.

3.1.2.4 Registro de mantenimiento (REGMAN) se obtuvieron valores de corriente y tensión instantáneos (Tabla 3.5) tomados en diferentes horarios generalmente en hora punta (18:00 a 23:00 hrs.).

Tabla 3.6: Toma de Carga Instantánea.

Toma de carga salida totalizador HI0090 - Registro de mantenimiento																		
AMT	P.I. KVA	M.D. KVA	Factor de Utilización (M.D./P.I.)	FECHA	HORA	SISTEMA	Ir	Is	It	Itotal	IL	Vrs	Vts	Vrt	VL	cos Ø	MD(KW)	MD(KVA)
TSU004	315	288.1	0.91	18/04/2016	18:00	Trifasico 220 V.	726	685	734	2145	715	232	233	233	233	0.9	259.32	288.14
AMT: Alimentador en media tension						Ir : Corriente en fase r						Vrs: Tension entre fases rs						
PI: Potencia Instalada						Is : Corriente en fase s						Vts: Tension entre fases ts						
MD (KVA) : Maxima demanda Kilo voltampere						It : Corriente en fase t						Vrt: Tension entre fases rt						
MD (KW) : Maxima demanda Kilovatios						Itotal: Corriente total						VL: Tension promedio entre fases.						

Fuente: Elaboración autor

3.2 Diagrama unifilar del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 alimentador TSU004.

Se realizó la elaboración del diagrama unifilar de acuerdo a información de componentes eléctricos existentes en dichas instalaciones eléctricas considerándose el tablero de distribución de baja tensión y las redes de distribución secundaria en baja tensión.

3.2.1 Diagrama unifilar del tablero de distribución.

En la figura 3.7 se muestra el diagrama unifilar del tablero de la subestación HI0090 desde la celda de llegada en MT., celda de transformación y salida de los circuitos de la red secundaria con la descripción de sus circuitos A, B, C, E, G, H, I.

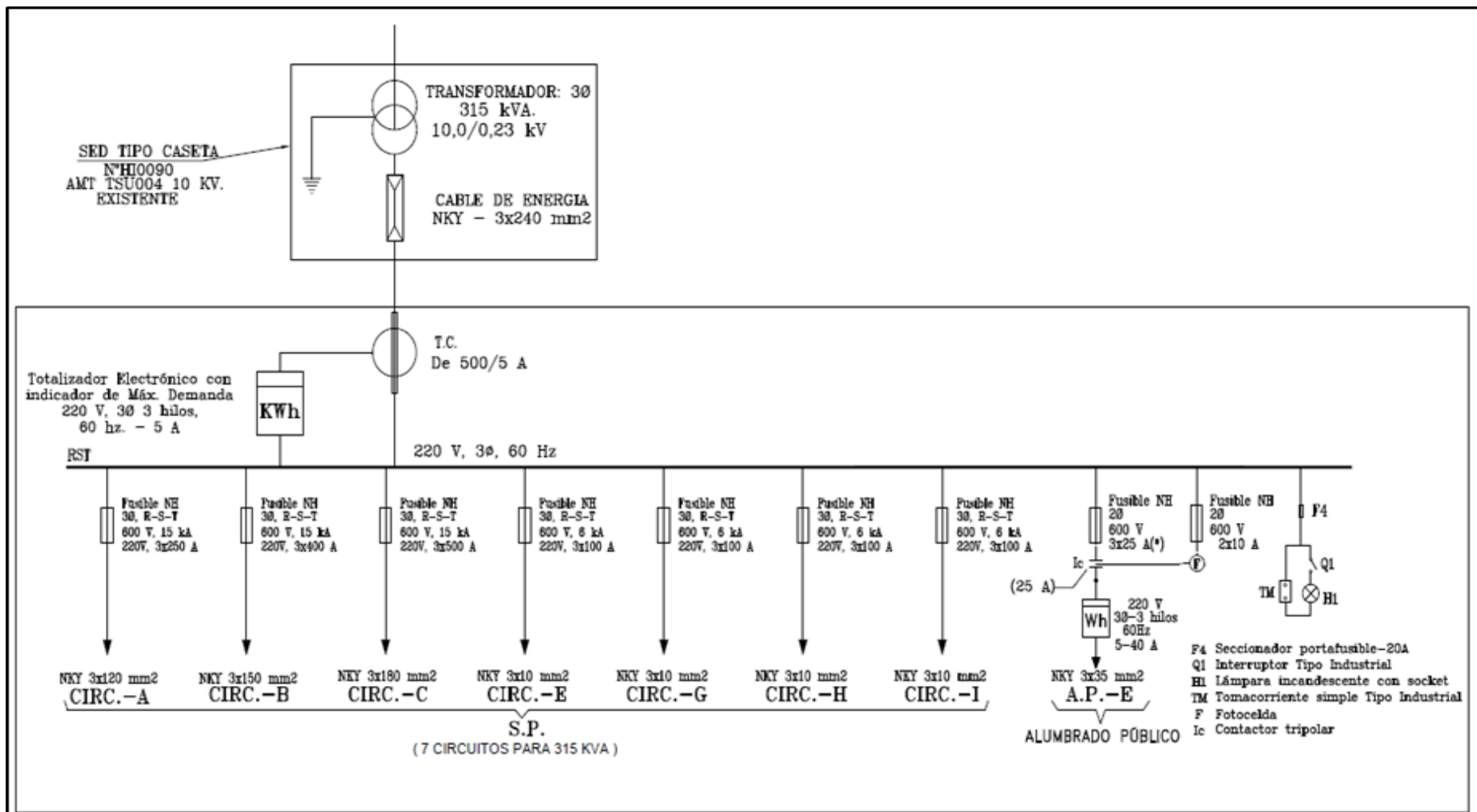


Figura. 3.7 Diagrama unifilar tablero de subestación.
Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Diagrama de las redes de distribución secundaria.

Se realizó el diagrama de las redes de baja tensión como se muestra en el anexo 19 considerándose los datos del recorrido de la línea, calibres, radio de acción.

3.3 Parámetros eléctricos.

La medición de parámetros eléctricos se realizó en el punto del circuito de salida de baja tensión del transformador hacia el medidor totalizador general y se utilizaron los siguientes equipos:

Analizador de Redes Trifásico marca Ecamec modelo PQ – 500

Pinza volt amperimétrica marca Fluke

3.3.1 Factor de potencia.

Para el cálculo del factor de potencia se tomó en cuenta la ecuación 1.1 relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S) obtenida de la medición efectuada a la salida de baja tensión del transformador.

$$\cos \varphi = \frac{43151}{50427} = 0.87$$

3.3.2 Máxima demanda.

Para el cálculo de la máxima demanda se tomó en consideración el valor máximo de la potencia activa obtenido durante el periodo de medición registrado por el analizador de potencia como se muestra en el Anexo 9.

$$MD = 256 \text{ KW.}$$

3.3.3 Diagrama de carga.

En la figura 3.8 se puede ver la gráfica del diagrama de carga, se muestra la medida en un periodo de 13 días (18 al 31 enero 2017) apreciándose el punto de máxima demanda 256 KW.

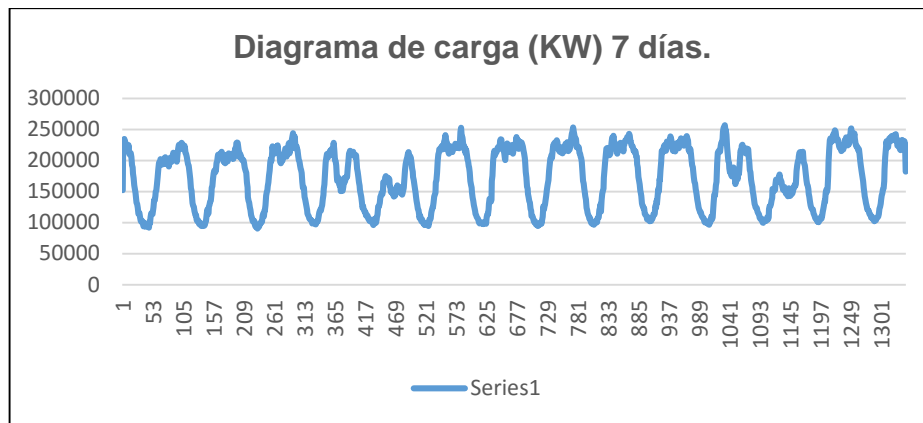


Figura. 3.8 Diagrama de carga HI0090.
Fuente: Elaboración propia.

Los periodos de medición para el diagrama de carga pueden reflejarse también en un día fecha 18/01/17 como se muestra en la figura 3.9.

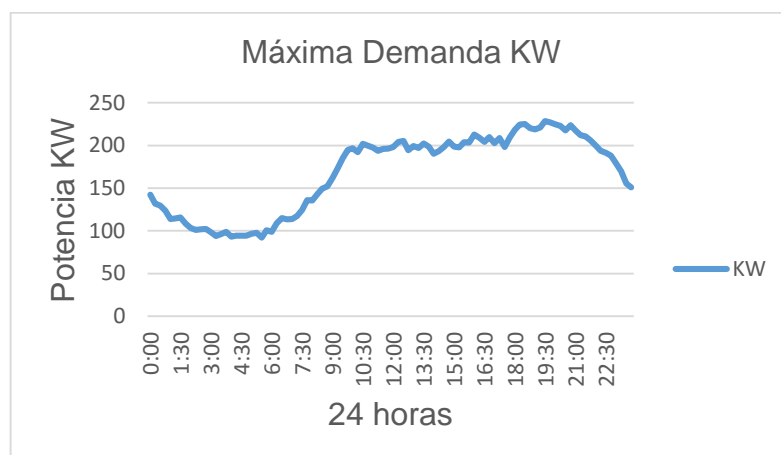


Figura. 3.9 Diagrama de máxima demanda HI0090 24 horas.
Fuente: Elaboración propia.

3.3.4 Factor de carga.

El factor de carga se calcula utilizando la ecuación 1.5 teniendo en cuenta los registros de medición del analizador de redes por un periodo de 7 días como se muestra en la figura 3.8.

Se obtuvo los siguientes datos:

Máxima demanda (MD): 256 KW

Demanda promedio (DP): 172.6 KW.

$$F_c = \frac{P_{\text{media}}}{MD} = \frac{172.6}{256} = 0.67$$

3.3.5 Factor de pérdidas.

Se realizará el cálculo utilizando la ecuación 1.12 necesario para el ingreso de datos en el software computacional.

$$f_p = \text{coe}_{\text{bullery}} X f_c + (1 - \text{coe}_{\text{bullery}}) X f_c^2$$

Reemplazando:

$$f_p = 0.15 X 0.67 + (1 - 0.15) X 0.67^2 = 0.48$$

3.3.6 Registro de tensión.

Se realizó la medida de tensión con el analizador de redes en el circuito de salida del transformador, obteniéndose el registro de valores correspondientes al periodo de un día en intervalos de 1 hora como se muestra en la tabla 3.6.

Se registraron los valores mínimos y máximos de tensión:

R - S, Valor mínimo: 215 V ; Valor máximo: 232 V

S - T, Valor mínimo: 217 V ; Valor máximo: 232 V

T - R, Valor mínimo: 215 V ; Valor máximo: 232 V

Se obtuvo la tensión promedio de los intervalos de medición cuyo resultado es 223 V.

Tabla 3.7: Registro de tensión a intervalos de una hora.

Fecha	Hora	Rango inferior	Fases			Rango superior
		-5%	R -S	S -T	T - R	5%
18/01/2017	0:00	209	225	226	225	231
18/01/2017	1:00	209	228	229	229	231
18/01/2017	2:00	209	230	231	231	231

18/01/2017	3:00	209	232	232	232	231
18/01/2017	4:00	209	232	232	232	231
18/01/2017	5:00	209	231	232	231	231
18/01/2017	6:00	209	230	231	230	231
18/01/2017	7:00	209	228	229	229	231
18/01/2017	8:00	209	225	227	225	231
18/01/2017	9:00	209	219	221	219	231
18/01/2017	10:00	209	217	220	217	231
18/01/2017	11:00	209	217	219	217	231
18/01/2017	12:00	209	215	218	215	231
18/01/2017	13:00	209	217	220	218	231
18/01/2017	14:00	209	221	223	221	231
18/01/2017	15:00	209	220	222	220	231
18/01/2017	16:00	209	220	222	220	231
18/01/2017	17:00	209	221	223	220	231
18/01/2017	18:00	209	220	222	220	231
18/01/2017	19:00	209	215	217	215	231
18/01/2017	20:00	209	215	217	215	231
18/01/2017	21:00	209	218	220	218	231
18/01/2017	22:00	209	221	223	221	231
18/01/2017	23:00	209	224	225	224	231

Fuente: Elaboración autor

Los valores de tensión de las fases R-S, S-T y RT tomados en intervalos de 15 minutos y en un periodo de cinco días se visualizan en la figura 3.9 donde se marcan los valores de sobre tensión como una línea color verde y sub tensión como una línea azul los que fueron indicados en la tabla 3.6.

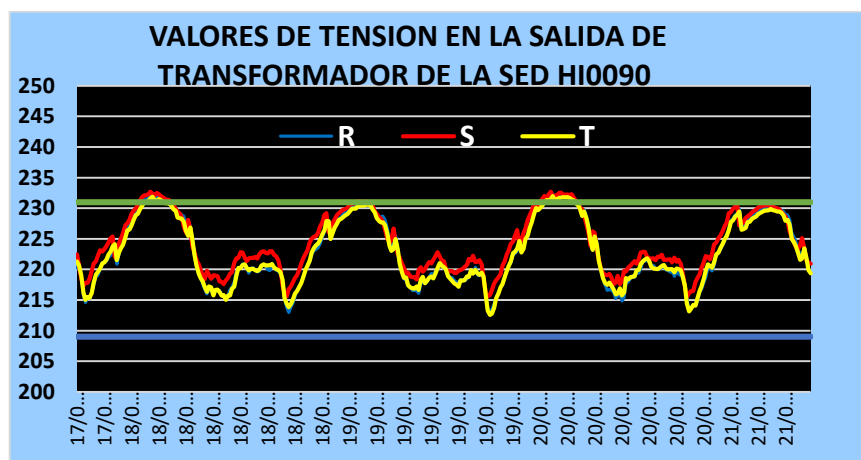


Figura. 3.10 Tensiones entre fases HI0090.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.7 Registro de intensidad de corriente

Se realizó el registro de intensidad de corriente por fase a intervalos de 1 hora como se indica en la tabla 3.7 la cual fue extraída del registro del analizador a intervalos de 15 minutos como se muestra en la figura 3.11.

Se obtuvieron valores de corriente mínimos y máximos por fase en la fecha indicada.

R, Valor mínimo: 247 A ; Valor máximo: 622 A.

S, Valor mínimo: 217 A ; Valor máximo: 580 A.

T, Valor mínimo: 274 A ; Valor máximo: 643 A.

Tabla 3.8: Registro de intensidad de corriente a intervalos de una hora.

Fecha	Hora	Fases			In (Según Placa Transformador.)
		I1	I2	I3	
18/01/2017	0:00	361	360	405	456
18/01/2017	1:00	294	280	326	456
18/01/2017	2:00	264	249	301	456
18/01/2017	3:00	259	241	277	456
18/01/2017	4:00	247	217	274	456
18/01/2017	5:00	261	229	276	456
18/01/2017	6:00	266	234	286	456
18/01/2017	7:00	290	279	331	456
18/01/2017	8:00	368	323	390	456
18/01/2017	9:00	466	388	472	456
18/01/2017	10:00	572	480	568	456
18/01/2017	11:00	577	481	568	456
18/01/2017	12:00	568	485	582	456
18/01/2017	13:00	540	496	600	456
18/01/2017	14:00	535	466	546	456
18/01/2017	15:00	560	486	573	456
18/01/2017	16:00	605	524	595	456
18/01/2017	17:00	593	496	555	456
18/01/2017	18:00	614	528	627	456
18/01/2017	19:00	616	550	628	456
18/01/2017	20:00	622	580	643	456
18/01/2017	21:00	582	567	609	456
18/01/2017	22:00	528	505	560	456
18/01/2017	23:00	475	446	488	456

Fuente: Elaboración autor

En la figura 3.11 se muestra las intensidades de las tres fases del transformador a intervalos de 15 minutos en un periodo de 5 días donde se observa que los valores sobrepasan la corriente nominal del transformador indicado en la placa representada por una línea punteada color verde.

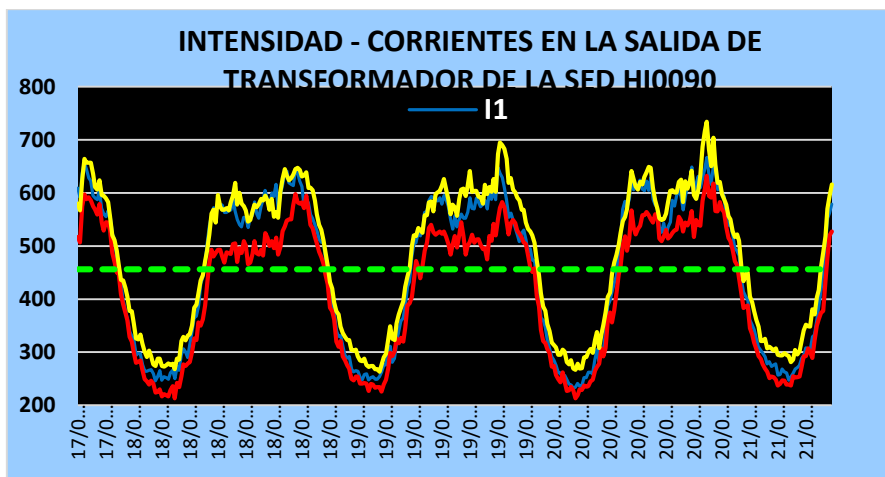


Figura. 3.11 Intensidad de corriente por fase.
Fuente: Elaboración propia.

3.4 Cálculo y modelado de flujo de potencia con software DAP10.

El cálculo de flujo de potencia se realizó con los valores calculados en la sección parámetros eléctricos y las también brindadas por el Centro de Control de Operaciones de Hidrandina SA. (CCO).

3.4.1 Etiqueta de ingreso de datos.

Se ingresaron los datos requeridos por el software DAP10 para realizar el flujo de potencia por cada circuito de baja tensión:

- Factor de carga: 0.67
- Tensión base (KV): 223 V.
- Cos φ : 0.87
- Factor de simultaneidad: 1 (CCO)
- Factor de pérdidas: 0.48
- Tipo de red: Baja tensión.
- Potencia base (KW): 100 (CCO).
- Grupo de conexión: Delta
- Temperatura °C: 70°C
- Fases: Trifásico.
- Horas/mes: 720.

Datos del Sistema de Distribución

Tipo de Red: ☐ Monofásico ☒ Trifásico

Factor de Simultaneidad: Factor de Carga:

Factor de Potencia: Factor de Perdidas:

Tensión Base (kV): Potencia Base (kW):

Tolerancia (Error):

V y P base son datos de Horaspunta? Temperatura °C:

Pot.de CC Trif.(kVA) S./kWh

Pot.de CC Monf(kVA) Horas-mes

Resistencia de Falla(Ohm)

Eliminar Calculos Anteriores de esta SED?

Figura. 3.12 Etiqueta de ingreso de datos del software.
Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo de flujo de potencia se tuvo en cuenta además las siguientes características de la red de baja tensión:

- Configuración delta.
- Longitud de redes BT.
- Número de Clientes mayores.
- Número de clientes menores.

El nivel de tensión considerado es el promedio de la tensión nominal a la salida en barra del transformador.

3.4.2 Calculo del flujo de potencia circuito “A”.

Se realizó el cálculo del flujo de potencia en el circuito “A” de la HI0090 teniendo en cuenta el orden mostrado en el diagrama unifilar del tablero de distribución en la figura 3.7 además de los parámetros de ingreso mostrados en el punto 3.4.1 que se refiere a la etiqueta de ingreso del software. Algunas características adicionales que se consideraron fueron:

Longitud del circuito: 1.46 Km.

Clientes menores BT.: 154

Clientes mayores BT: 1

Los resultados de la captura de pantalla del software dan como resultado un rango de porcentaje de caída de tensión en el punto más crítico de 6.57 % a 7.38 % estando fuera de las tolerancias que indica la NTCSE.

El lado más crítico es en los puntos A – B con una potencia de 14.7 KW., además que se tendrá que analizar los puntos C – D al considerar la transferencia de carga hacia una nueva subestación.

La potencia total del circuito es de 67.7 KW. a la salida de la barra de la subestación.

En el análisis es necesario considerar para la transferencia de carga los calibres (mm²) de los conductores que recorren el circuito.

En el resultado se muestran las acometidas de clientes resaltados de color rojo con un consumo promedio entre 900 y 1200 KWH.

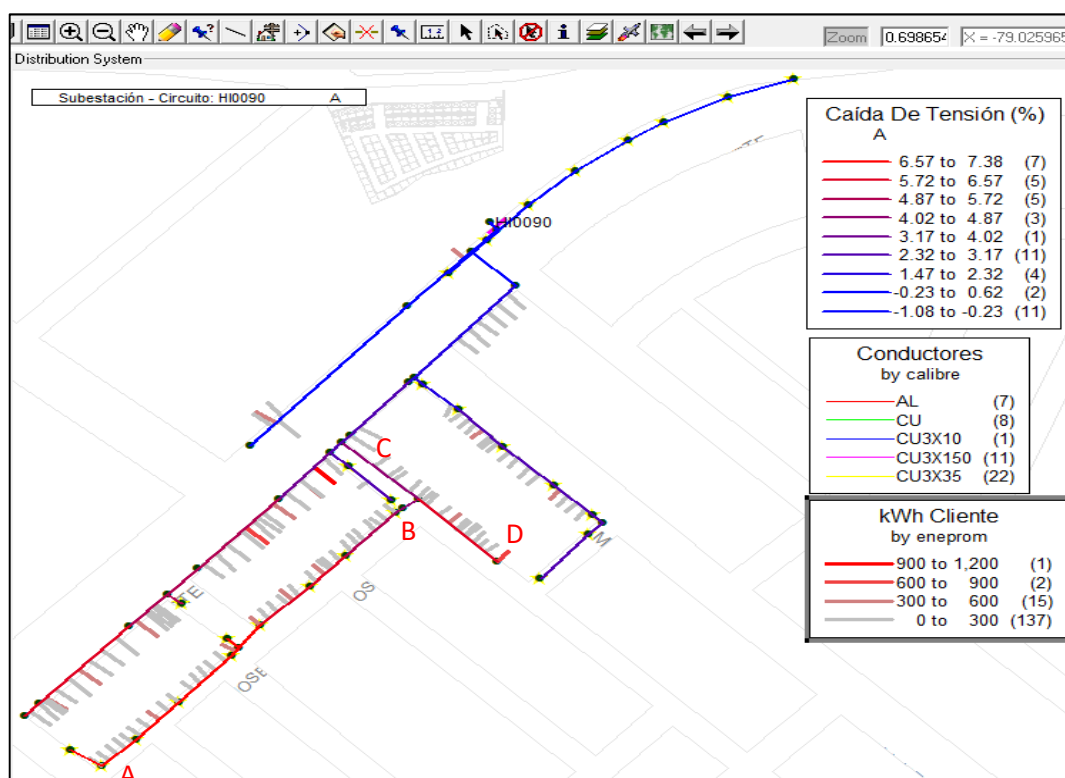


Figura. 3.13 Flujo de potencia circuito "A".
Fuente: Elaboración propia.

3.4.3 Cálculo del flujo de potencia circuito “B”.

Se realizó el cálculo del flujo de potencia en el circuito “B” de la HI0090. Algunas características adicionales que se consideraron fueron:

Longitud del circuito: 1.54 Km.

Clientes menores BT.: 145

Clientes mayores BT: 2

Se observa en los resultados de la captura de pantalla del software un rango de porcentaje de caída de tensión en el punto más crítico resaltado de color rojo de 6.08 % a 6.89 % estando fuera de las tolerancias que indica la NTCSE.

El lado más crítico es en los puntos A – B con una potencia de 17 KW., además que se tendrá que analizar los puntos C – D al considerar la transferencia de carga hacia una nueva subestación.

La potencia total del circuito es de 53 KW. a la salida de la barra de la subestación.

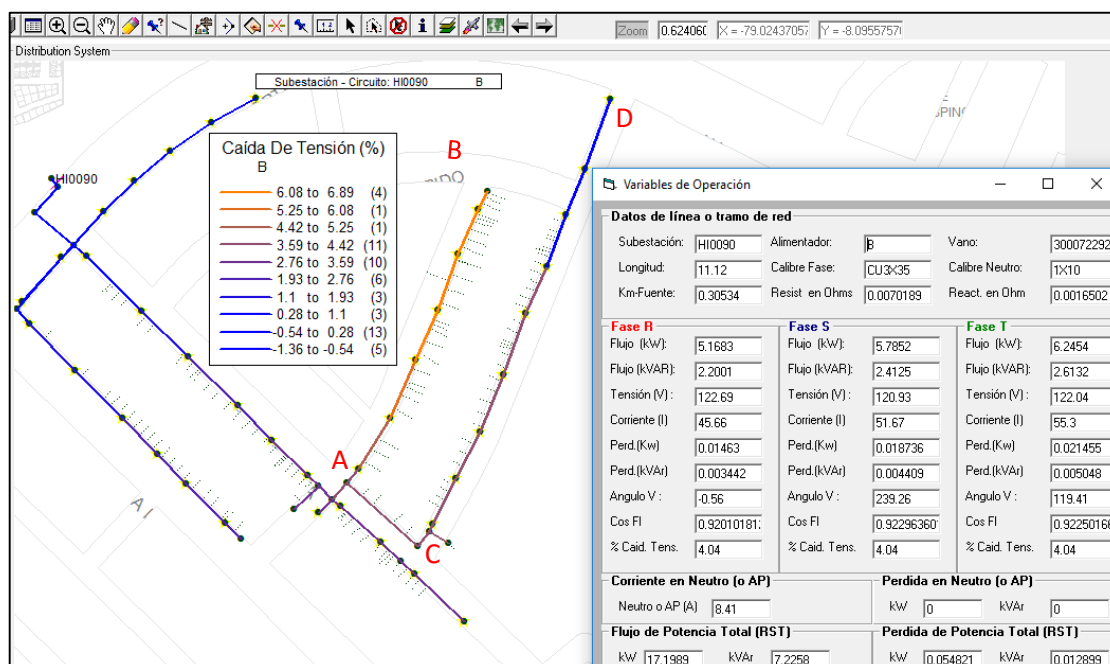


Figura. 3.14 Flujo de potencia circuito “B”.
Fuente: Elaboración propia.

3.4.4 Cálculo del flujo de potencia circuito “C”.

Se realizó el cálculo del flujo de potencia en el circuito C de la HI0090 teniendo en cuenta el nivel de tensión 223 V que se refiere en la etiqueta de ingreso del software, características adicionales que se consideraron fueron:

Longitud del circuito: 1.53 Km.

Cientes menores BT.: 108

Cientes mayores BT: 2

Se tiene como resultado entre los puntos B – C que es el lado más crítico resaltado de color rojo un porcentaje de caída de tensión del rango de 11.7 % al 13.1 % con una potencia de 63 KW.

Entre los puntos D – E el porcentaje de caída de tensión en rango es de 6.1 % a 7.5 % por lo que deberá tomarse en cuenta para los correctivos de optimización.

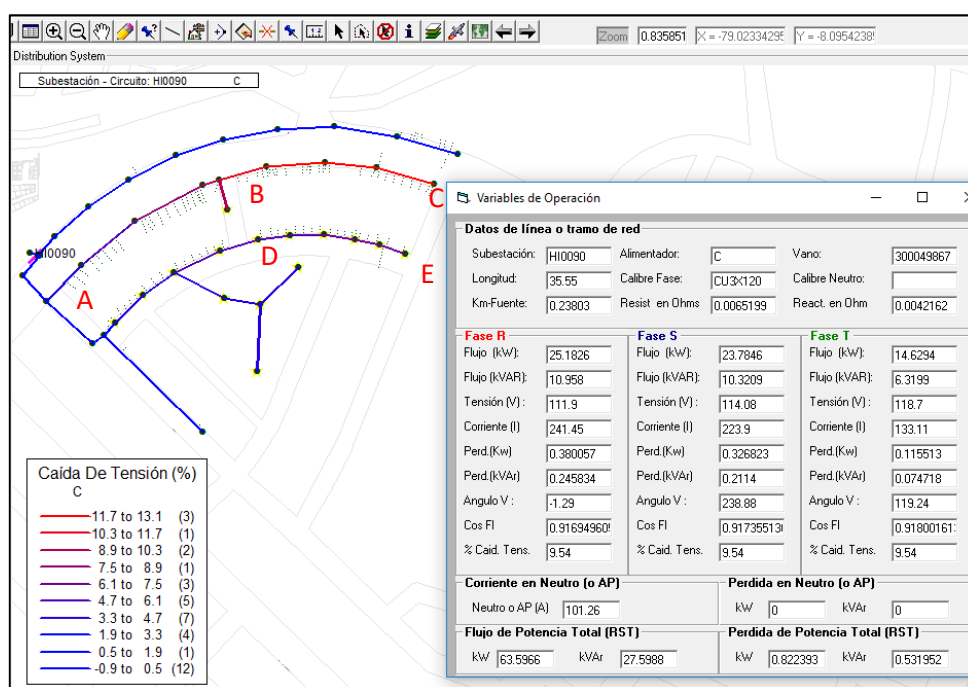


Figura. 3.15 Flujo de potencia circuito “C”.

Fuente: Elaboración propia.

3.4.5 Cálculo del flujo de potencia circuito “E”.

Se realizó el flujo de potencia en el circuito E considerándose lo siguiente:

Longitud del circuito: 0.04 Km.

Clientes menores BT.: 3

Clientes mayores BT: 0

La figura 3.16 muestra la captura de pantalla del software, los resultados en porcentaje de caída de tensión se muestran en el gráfico resaltado de amarillo los valores registrados en el rango de -1.33 al -1.31, puesto que el nivel de tensión de barra es superior a 220 V y la distancia es solo 40 m.

El circuito cuenta con solo 3 clientes de baja tensión por lo que los valores de % de caída de tensión se encuentran dentro de la tolerancia de la norma.

La potencia del circuito es de 0.73 KW.

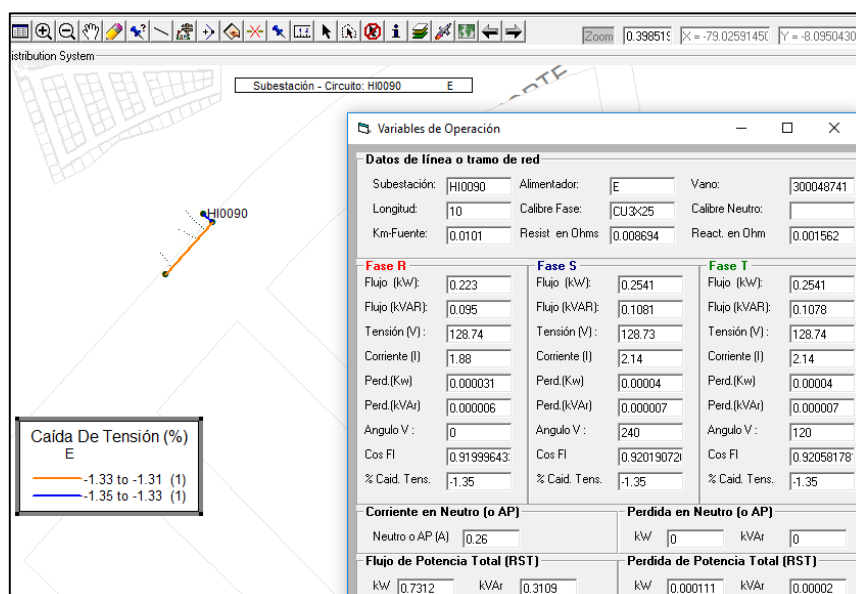


Figura. 3.16 Flujo de potencia circuito “E”.
Fuente: Elaboración propia.

3.4.6 Cálculo del flujo de potencia circuito “G”.

Se realizó el flujo de potencia en el circuito “G” considerándose lo siguiente:

Longitud del circuito: 0.06 Km.

Clientes menores BT.: 7

Clientes mayores BT: 0

La figura 3.17 muestra la captura de pantalla del software, los resultados en porcentaje de caída de tensión se muestran en el grafico resaltado de amarillo los valores registrados en el rango de -1.09 al -0.89, puesto que el nivel de tensión de barra es superior a 220 V y la distancia es 60 m.

La potencia total del circuito es de 3.9 KW.

Los resultados muestran un porcentaje de caída de tensión dentro del $\pm 5\%$ estipulado en la NTCSE.

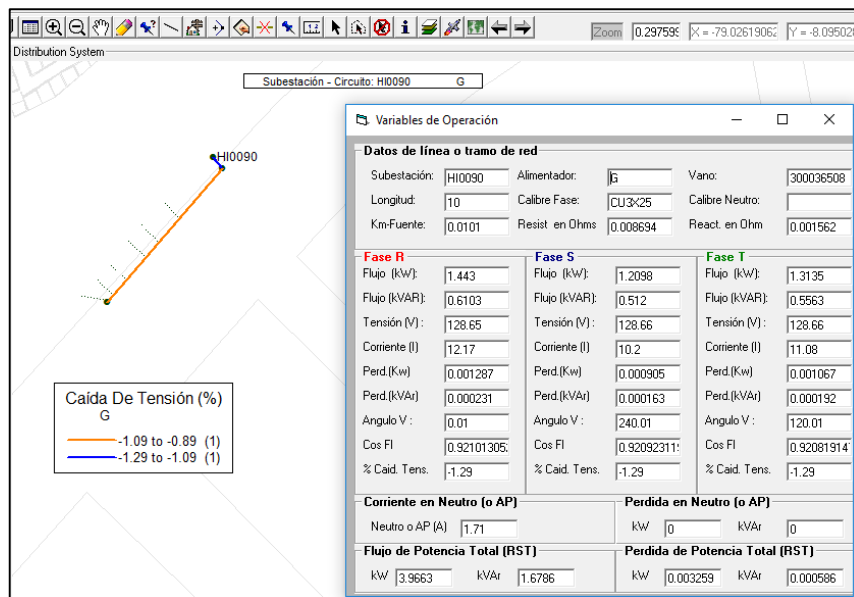


Figura. 3.17 Flujo de potencia circuito "G".
Fuente: Elaboración propia.

3.4.7 Calculo del flujo de potencia circuito "H".

Se realizó el flujo de potencia en el circuito "H" considerándose lo siguiente:

Longitud del circuito: 0.15 Km.

Clientes menores BT.: 12

Clientes mayores BT: 0

La figura 3.18 muestra la captura de pantalla del software, los resultados en porcentaje de caída de tensión se muestran en el grafico resaltado de amarillo los valores registrados en el rango de -0.39 al -0.13, puesto que el nivel de tensión de barra es superior a 220 V y la distancia es 150 m. dicho circuito cuenta con 12 clientes.

Potencia total del circuito 9 KW.

Los resultados muestran un porcentaje de caída de tensión dentro del $\pm 5\%$ estipulado en la NTCSE.

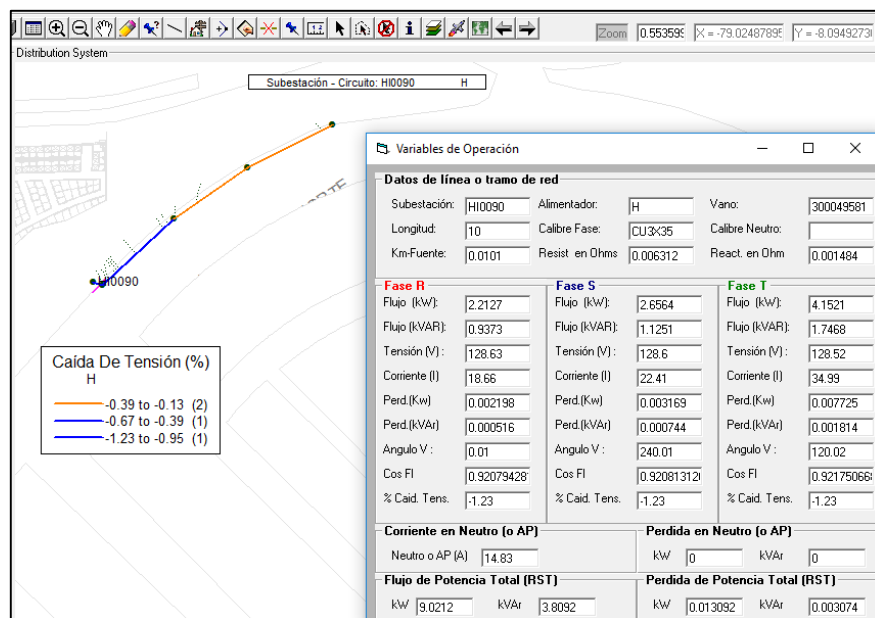


Figura. 3.18 Flujo de potencia circuito "H".
Fuente: Elaboración propia.

3.4.8 Calculo del flujo de potencia circuito "I".

Se realizó el flujo de potencia en el circuito "I" considerándose lo siguiente:

Longitud del circuito: 0.16 Km.

Clientes menores BT.: 1

Clientes mayores BT: 0

La figura 3.19 muestra la captura de pantalla del software, los resultados en porcentaje de caída de tensión se muestran en el grafico resaltado de amarillo los valores registrados en el rango de -1.30 al -1.26, puesto que el nivel de tensión de barra es superior a 220 V y la distancia es 160 m.

Potencia total del circuito 0.43 KW.

Como resultado los valores de porcentaje de caída de tensión se encuentran dentro de las tolerancias permitidas en la NTCSE.

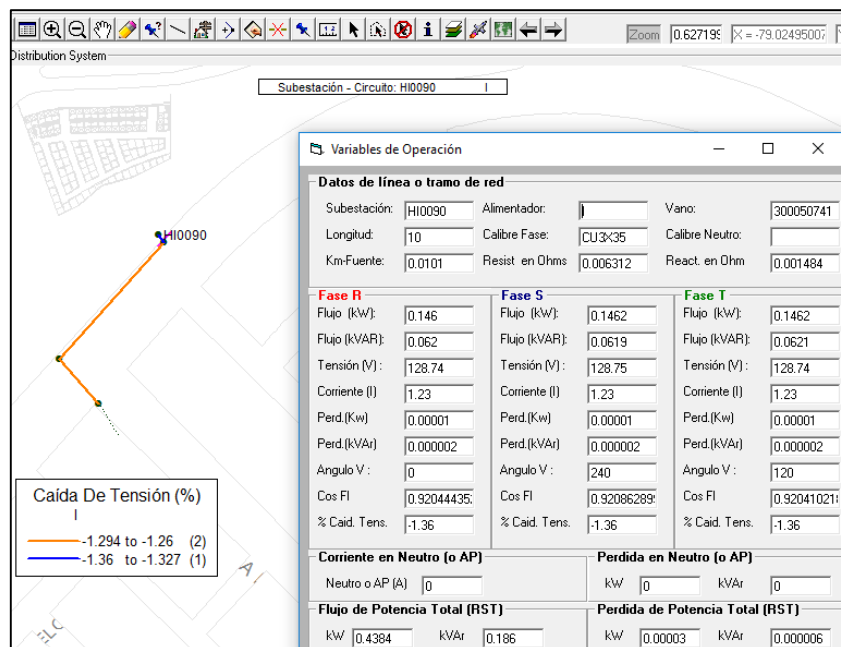


Figura. 3.19 Flujo de potencia circuito "I".
Fuente: Elaboración propia.

3.5 Indicadores críticos por circuitos.

Se realizó el flujo de potencia mediante el software DAP10 a 7 circuitos de baja tensión de la subestación HI0090 identificándose 3 circuitos críticos.

3.5.1 Factor de utilización del transformador.

Se determinó el factor de utilización tomando el valor obtenido en el cálculo de la máxima demanda (KW) proveniente de los clientes comunes y mayores en baja tensión con relación a la potencia instalada indicado en placa del transformador.

Máxima demanda MD: 297.7 KVA.

Potencia instalada PI: 315 KVA. (placa del transformador).

Utilizando la ecuación 1.13 se procedió al cálculo ejecutando las operaciones con las unidades correspondientes dado que en la placa del transformador la potencia está indicada en KVA.

$$FU = \frac{\text{CARGA MAXIMA}}{\text{CAPACIDAD INSTALADA}} = \frac{DM}{PI} = \frac{297.7 \text{ KVA}}{315 \text{ KVA}} = 0.94$$

3.5.2 Caída de tensión (%).

De los circuitos analizados con el modelamiento y simulación de flujo de potencia se identificó a 3 circuitos cuyos valores en porcentaje de caída de tensión se encuentran fuera de los rangos permitidos por la norma.

Aquellos tramos de baja tensión críticos están resaltados con el color rojo los mayores al valor del 5% y con color anaranjado los que se encuentran entre 4% y 5 %.

Por orden de criticidad se han seleccionado los siguientes:

El circuito "C" con 13.1% de caída de tensión.

El circuito "A" con 4.85 % de caída de tensión.

El circuito "B" con 6.89 % de caída de tensión.

3.5.3 Pérdidas de energía (%).

3.5.3.1 Pérdida de energía total de la subestación.

A continuación, en la tabla 3.8 se muestra los resultados totales del flujo de potencia de la subestación HI0090 en lo que respecta a pérdidas de energía disgregado entre líneas (redes de distribución), acometidas y medidores.

Tabla 3.9: Detalle de pérdidas totales en subestación HI0090.

Proceso de datos totales de consumos de suministros.	
Subestación HI0090	
Pérdidas totales	
Potencia activa total SP (KW)	239.84 KW
Demanda + Pérdidas	265.74 KW
Pérdidas totales de potencia	6.61 %
Pérdidas totales de energía	5.3 %
Pérdidas en líneas AP y SP	
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	17.56 KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0 KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	6.61 %
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	4.86 %
Pérdidas en acometidas	
Pérdidas de potencia en acometidas	0.5597 KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.21 %
Pérdidas de energía en acometidas	0.15 %
Pérdidas en medidores	
Pérdidas de potencia en medidores	0.4785 KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.18 %
Pérdidas de energía en medidores	0.29 %

Fuente: Elaboración propia.

Para un mayor detalle se realizó el reporte de pérdidas de energía para los 7 circuitos obteniéndose valores:

3.5.3.2 Pérdida de energía circuito “A”.

A continuación, en la tabla 3.9 se detalla las pérdidas de energía en el circuito “A”.

Tabla 3.10: Detalle de pérdidas de energía circuito "A".

Proceso de datos de consumos de suministros.	
Subestación HI0090	
Circuito "A"	
Pérdidas totales	
Potencia activa total SP (KW)	63.81 KW
Demanda + Pérdidas	68.79 KW
Pérdidas totales de potencia	3.15 %
Pérdidas totales de energía	2.8 %
Pérdidas en líneas AP y SP	
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	2.16 KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0 KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	3.15 %
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	2.3 %
Pérdidas en acometidas	
Pérdidas de potencia en acometidas	0.1188 KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.17 %
Pérdidas de energía en acometidas	0.13 %
Pérdidas en medidores	
Pérdidas de potencia en medidores	0.178 KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.26 %
Pérdidas de energía en medidores	0.38 %

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3.3 Pérdida de energía circuito "B".

Se observa en la tabla 3.10 en el detalle de las pérdidas con una demanda más pérdidas de 69.01 KW. y un porcentaje de pérdidas de energía 3.78 %.

Tabla 3.11: Detalle de pérdidas de energía circuito "B".

Proceso de datos de consumos de suministros.		
Subestación HI0090		
Circuito "B"		
Pérdidas totales		
Potencia activa total SP (KW)	69.01	KW
Demanda + Pérdidas	61.11	KW
Pérdidas totales de potencia	4.34	%
Pérdidas totales de energía	3.78	%
Pérdidas en líneas AP y SP		

Pérdidas de potencia en líneas de SP.	2.6551	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	4.34	%
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	3.19	%
Pérdidas en acometidas		
Pérdidas de potencia en acometidas	0.1526	KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.25	%
Pérdidas de energía en acometidas	0.18	%
Pérdidas en medidores		
Pérdidas de potencia en medidores	1.1764	KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.29	%
Pérdidas de energía en medidores	0.42	%

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3.4 Pérdida de energía circuito "C".

Se observa en la tabla 3.11 en el detalle de las pérdidas con una demanda más pérdidas de 121.67 KW. un total de 7.98 % como pérdidas de energía.

Este circuito es crítico en pérdidas por los valores de potencia antes descritos.

Tabla 3.12: Detalle de pérdidas de energía circuito "C".

Proceso de datos de consumos de suministros.		
Subestación HI0090		
Circuito "C"		
Pérdidas totales		
Potencia activa total SP (KW)	107.16	KW
Demanda + Pérdidas	121.67	KW
Pérdidas totales de potencia	10.36	%
Pérdidas totales de energía	7.98	%
Pérdidas en líneas AP y SP		
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	12.6114	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	10.36	%
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	7.68	%
Pérdidas en acometidas		
Pérdidas de potencia en acometidas	0.2668	KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.22	%
Pérdidas de energía en acometidas	0.16	%
Pérdidas en medidores		
Pérdidas de potencia en medidores	0.1534	KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.13	%
Pérdidas de energía en medidores	0.17	%

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3.5 Pérdida de energía circuito “E”.

A continuación, en la tabla 3.12 se muestran los resultados donde como consecuencia de la baja potencia consumida por las cargas en este circuito las pérdidas de energía se encuentran por el orden de 0.72 %.

Tabla 3.13: Detalle de pérdidas de energía circuito “E”.

Proceso de datos de consumos de suministros.		
Subestación HI0090		
Circuito "E"		
Pérdidas totales		
Potencia activa total SP (KW)	0.73	KW
Demanda + Pérdidas	0.73	KW
Pérdidas totales de potencia	0.05	%
Pérdidas totales de energía	0.72	%
Pérdidas en líneas AP y SP		
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	0.0004	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	0.05	%
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	0.04	%
Pérdidas en acometidas		
Pérdidas de potencia en acometidas	0.0002	KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.02	%
Pérdidas de energía en acometidas	0.02	%
Pérdidas en medidores		
Pérdidas de potencia en medidores	0.0033	KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.45	%
Pérdidas de energía en medidores	0.67	%

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3.6 Pérdida de energía circuito “G”.

A continuación, en la tabla 3.13 se muestran los resultados donde como consecuencia de la corta distancia del circuito y la baja potencia consumida por las cargas en este circuito las pérdidas de energía se encuentran por el orden de 0.73 %.

Tabla 3.14: Detalle de pérdidas de energía circuito "G".

Proceso de datos de consumos de suministros.		
Subestación HI0090		
Circuito "G"		
Pérdidas totales		
Potencia activa total SP (KW)	3.94	KW
Demanda + Pérdidas	3.97	KW
Pérdidas totales de potencia	0.52	%
Pérdidas totales de energía	0.73	%
Pérdidas en líneas AP y SP		
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	0.0206	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	0.52	%
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	0.37	%
Pérdidas en acometidas		
Pérdidas de potencia en acometidas	0.004	KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.1	%
Pérdidas de energía en acometidas	0.07	%
Pérdidas en medidores		
Pérdidas de potencia en medidores	0.0079	KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.2	%
Pérdidas de energía en medidores	0.29	%

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3.7 Pérdida de energía circuito "H".

A continuación, en la tabla 3.14 se muestran los resultados donde como consecuencia de la corta longitud de su recorrido y la baja potencia consumida por las cargas en este circuito las pérdidas de energía se encuentran por el orden de 1.2 %.

Tabla 3.15: Detalle de pérdidas de energía circuito "H".

Proceso de datos de consumos de suministros.		
Subestación HI0090		
Circuito "H"		
Pérdidas totales		
Potencia activa total SP (KW)	9.89	KW
Demanda + Pérdidas	9.02	KW
Pérdidas totales de potencia	1.13	%
Pérdidas totales de energía	1.2	%
Pérdidas en líneas AP y SP		

Pérdidas de potencia en líneas de SP.	0.1022	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	1.13	%
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	0.81	%
Pérdidas en acometidas		
Pérdidas de potencia en acometidas	0.0187	KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.21	%
Pérdidas de energía en acometidas	0.15	%
Pérdidas en medidores		
Pérdidas de potencia en medidores	0.0155	KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.17	%
Pérdidas de energía en medidores	0.24	%

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3.8 Pérdida de energía circuito "I".

A continuación, en la tabla 3.15 se muestran los resultados donde en el detalle del flujo de potencia del punto 3.4.8 se observa que es un circuito de uso exclusivo para una sola carga y tiene una demanda más pérdidas de 0.46 %.

Tabla 3.16: Detalle de pérdidas de energía circuito "I".

Proceso de datos de consumos de suministros.		
Subestación HI0090		
Circuito "I"		
Pérdidas totales		
Potencia activa total SP (KW)	0.44	KW
Demanda + Pérdidas	0.44	KW
Pérdidas totales de potencia	0.11	%
Pérdidas totales de energía	0.46	%
Pérdidas en líneas AP y SP		
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	0.0005	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	0	KW
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	0.11	%
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	0.08	%
Pérdidas en acometidas		
Pérdidas de potencia en acometidas	0.0001	KW
Pérdidas de potencia en acometidas	0.02	%
Pérdidas de energía en acometidas	0.01	%
Pérdidas en medidores		
Pérdidas de potencia en medidores	0.0011	KW
Pérdidas de potencia en medidores	0.25	%
Pérdidas de energía en medidores	0.38	%

Fuente: Elaboración propia.

3.5.4 Modelamiento y simulación para solución mediante software DAP10.

A continuación, se realizará el análisis para la simulación de la mejora para la optimización.

En orden de criticidad considerando la calidad de producto por el porcentaje de caída de tensión.

3.5.4.1 Simulación del circuito “C”.

En la figura 3.20 de la captura de pantalla del software del flujo de potencia realizado se muestra en detalle lo siguiente:

Plano del recorrido de la red de baja tensión georreferenciado.

Cargas (acometidas) asociadas a la red donde se cargaron los datos de consumos de cada cliente.

Nodos de carga identificados como puntos.

Tramos de red de baja tensión con su respectivo código asociadas a los nodos.

Ubicación de la subestación de distribución HI0090.

Ficha de calibres de conductor.

Ficha de porcentaje de caída de tensión.

Se obtuvo en el punto 3.4.4 como resultado que la distancia más crítica es el que se visualiza entre B – C conformado por los tramos resaltados de color rojo cuyos códigos son 300049867, 300077874, 300049870, 300036459, 300043910 donde se observa una caída de tensión de 13.1 % en el punto más distante.

Además, se observa que entre los puntos D - E que abarca los tramos 300043465, 300043414, 300043417, 300048732, 300043898, 300043900 los valores de caída de tensión en rango son de 6.1 % a 7.5 % con una potencia de 8.7 KW.

De acuerdo al reporte obtenido en la tabla de resumen del anexo 9 se obtuvieron los siguientes valores a tomar en cuenta para el análisis y planteo de la optimización.

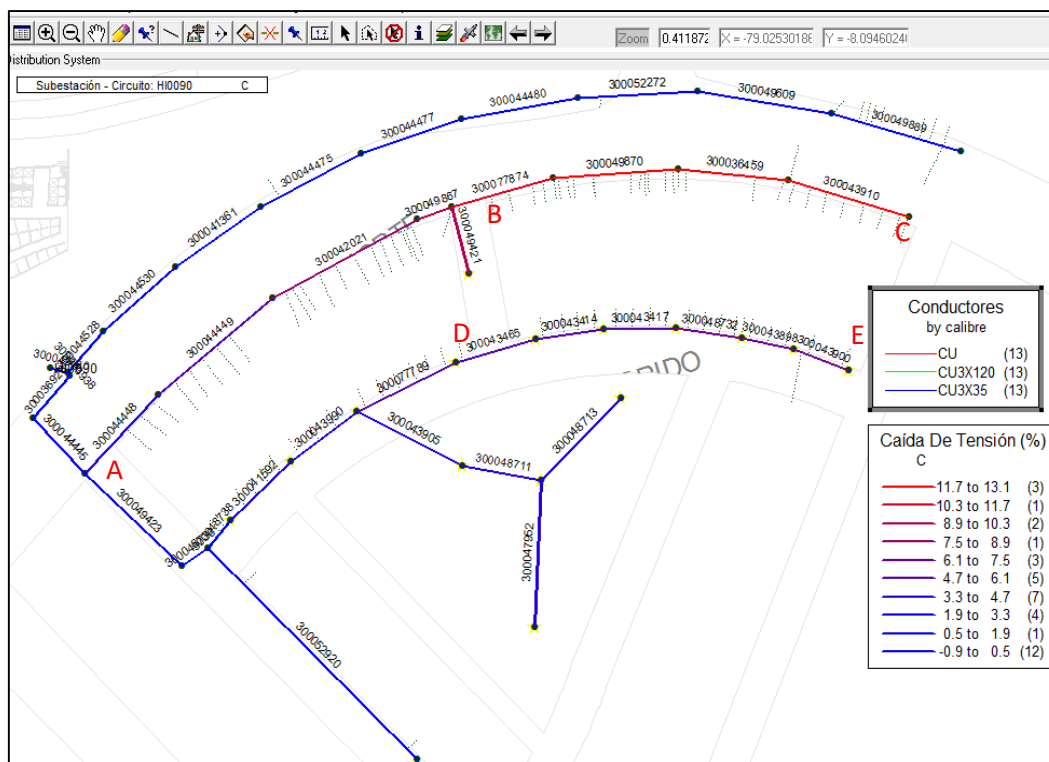


Figura. 3.20 Flujo de potencia y caída de tensión circuito "C".
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.16 se aprecia las longitudes y potencias en los tramos de distribución:

Tabla 3.17: Detalle de circuito "C".

Ubicación de nodo	Longitud (M)	Potencia (KW)	Calibre conductor mm2	Clientes BT
A - C	373.18	93	3x120	49
B - C	227.8	63	3x120	29
D - E	196.45	8.7	3x35	20

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se seleccionó el proyecto para la optimización el cual consistió en la instalación de una nueva subestación de distribución aérea biposte y realizar la transferencia de la carga de 63 KW. identificados de los puntos B – C. y los 8.7 KW. de los puntos D – E.

Se realizó un nuevo flujo de carga considerando las siguientes simulaciones:

a.-) Flujo de potencia del circuito “C” de la subestación HI0090 una vez transferido los 70.3 KW. a la subestación nueva HI0090 - 1.

Se realizó la simulación de la transferencia de carga utilizando el software trasladándose los tramos de red entre los puntos B - C y D - E a la subestación denominada HI0090 - 1.

Los nuevos valores obtenidos producto del proceso se reflejan en la figura 3.21 se observa que ahora el punto B es el nuevo fin de línea del circuito “C” en donde se ubica de acuerdo al mapa temático las cargas (acometidas) de mayor consumo de energía resaltados de color rojo en el rango de 2380 KWH hasta los 3580 KWH. donde el porcentaje de caída de tensión es 1.04 % (anexo 10) permitido en la tolerancia del $\pm 5\%$ de acuerdo a NTCSE.

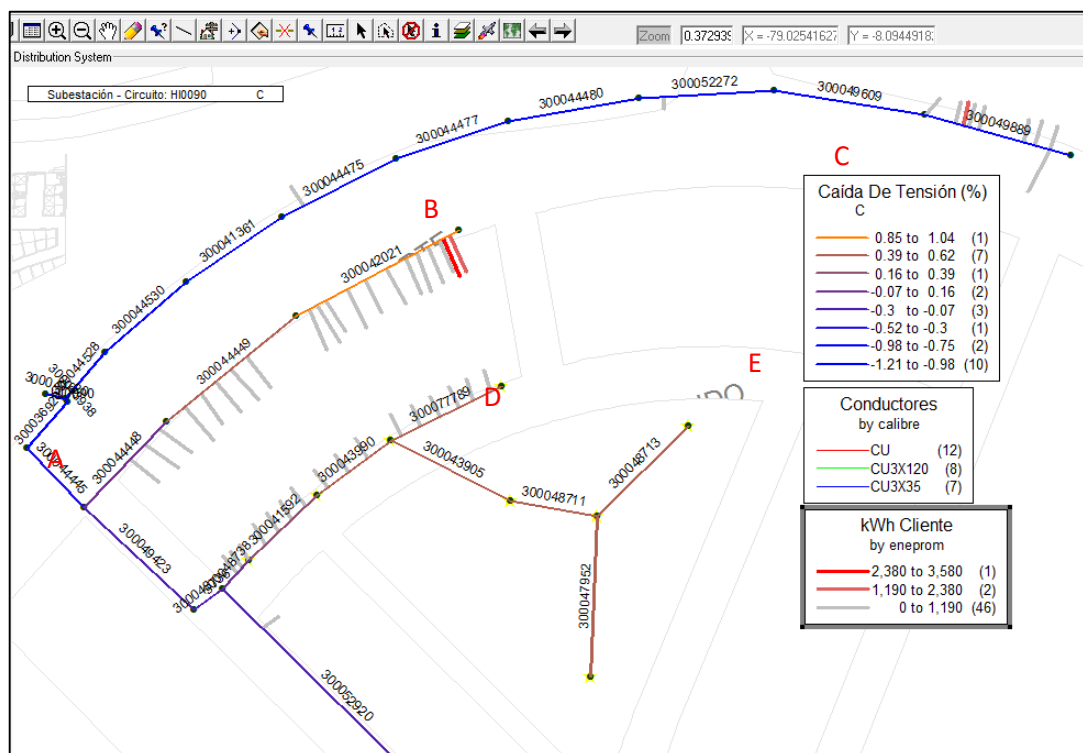


Figura. 3.21 Flujo de potencia circuito "C" después de optimización.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo al anexo 10 la potencia total del circuito “C” es de 38.69 KW resaltado en color amarillo.

b.-) Simulación del Flujo de potencia de los puntos B – C y D – E asociados a la subestación nueva denominada HI0090 – 1. (nuevo circuito “Z”).

La potencia procedente de los puntos mencionados es de 70 KW. la cual mediante la simulación de un circuito nuevo denominado “Z” pasará a formar parte de la carga asumida por la subestación HI0090 – 1 la cual se encuentra más cercano a los tramos críticos, considerando mantener los calibres existentes como se detalla en el anexo 10.

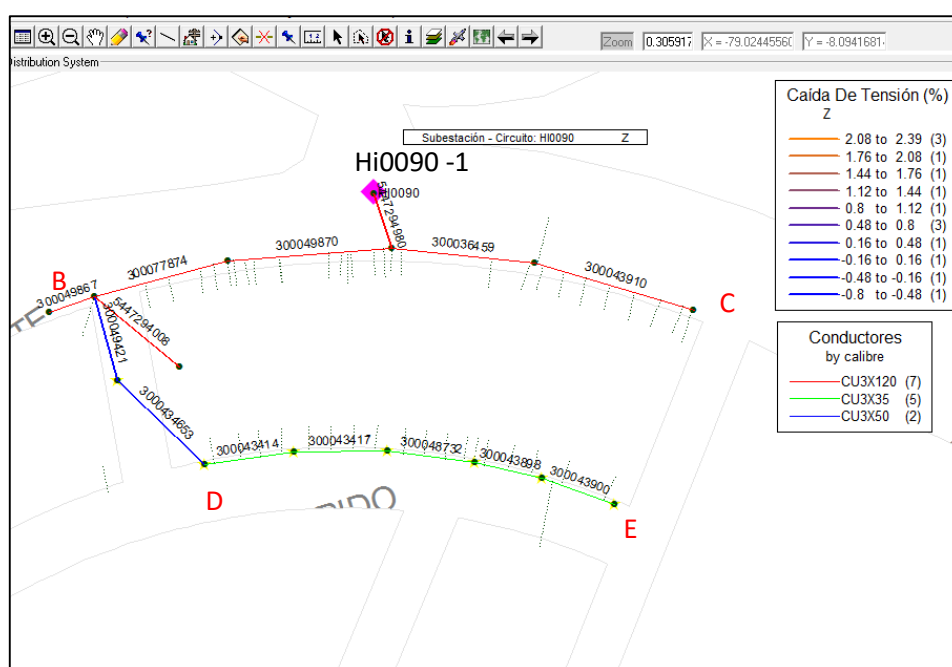


Figura. 3.22 Flujo de potencia circuito “Z” después de optimización.
Fuente: Elaboración propia.

Los valores de porcentaje de caída de tensión al final del flujo de potencia se encuentran entre los rangos de 2.08 % al 2.39 %. considerados en la tolerancia de la norma.

3.5.4.2 Simulación del circuito “A”.

Para el análisis y planteamiento de la simulación del circuito “A” al cual se realizó el flujo de potencia en el punto 3.4.2 se tiene en cuenta los sectores críticos como

se muestra en la figura 3.23 estos han sido identificados y se tiene que el punto C cuenta con una potencia de 22.7 KW y el calibre de conductor es de 3X35 mm².

La potencia total del circuito es de 67.73 KW.

Se tiene además identificadas las acometidas con consumos de energía en el rango de 300 Kwh. hasta los 1200 Kwh. las cuales están distribuidas a lo largo del circuito en análisis.

Como se aprecia el valor más crítico en porcentaje de caída de tensión es 7.38 %, el cual se encuentra fuera de la tolerancia estipulada por la NTCSE.

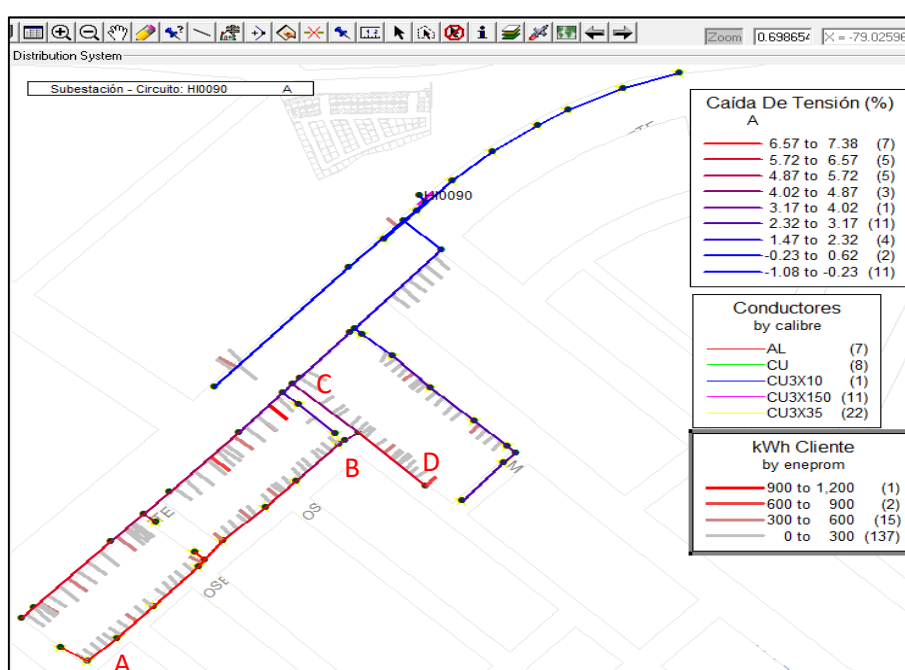


Figura. 3.23 Flujo de potencia circuito “A” antes de simulación.
Fuente: Elaboración propia.

Se realizó un nuevo flujo de carga considerando las siguientes simulaciones:

a.-) Flujo de potencia del circuito “A” de la subestación HI0090 una vez transferido los 22.7 KW. a la subestación nueva HI0090 - 2.

En la figura 3.24 se muestra el circuito “A” ya seccionado por la transferencia realizada y con el punto más crítico resaltado de color anaranjado entre los porcentajes de 3.22 % al 3.73 % el cual ya cumple con lo estipulado en la norma.

El detalle de los tramos y caídas de tensión se muestra en el anexo 12. Donde se observa que la nueva potencia total es 43.37 KW.

Se visualiza, además los puntos desde donde han sido extraídos los tramos hacia la nueva subestación.

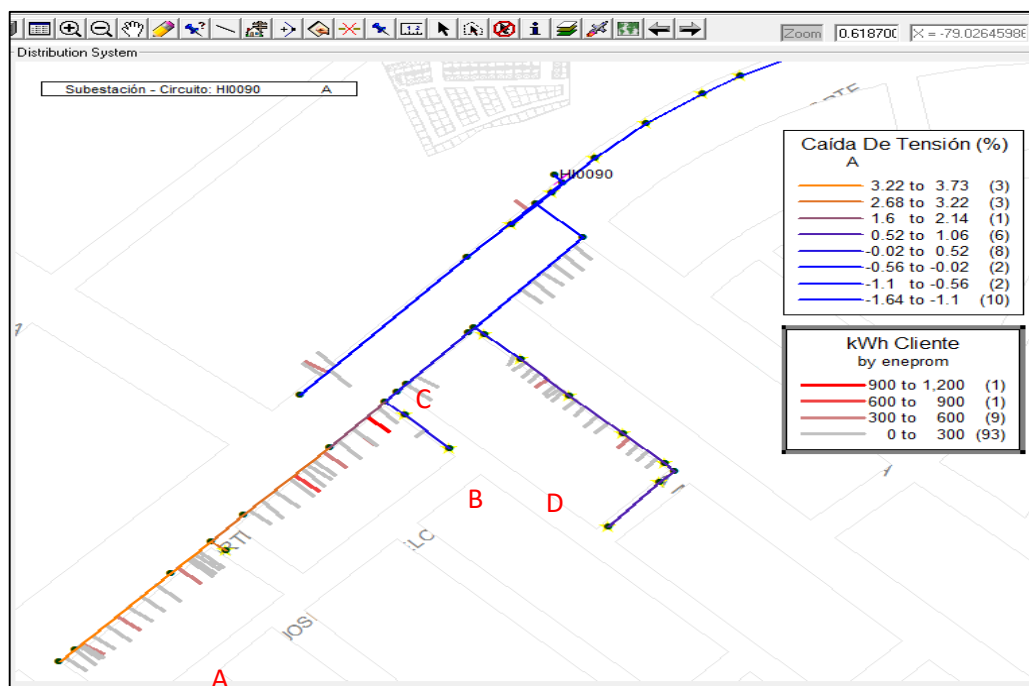


Figura. 3.24 Flujo de potencia circuito "A" después de simulación.
Fuente: Elaboración propia.

b.) Simulación del flujo de potencia de los puntos A-B y C-D asociados a una nueva subestación HI0090 – 2. (nuevo circuito "Y")

Se realizó la transferencia de carga de los tramos 300048735, 300049357, 300044302, 300044297, 300048744, 300048620, 300049329, 300044242, 300044236, 300044233, 300078441, 300048151 entre los puntos A – B y 300043724, 300048129 entre los puntos C – D que se muestran en el flujo de potencia con una potencia en total de 22.7 KW. hacia una nueva subestación denominada HI0090 – 2.

El nuevo circuito se denomina "Y" estando asociado a la subestación HI0090 – 2 y los resultados son los que se muestran en la figura 3.25 donde se observan el porcentaje de caída de tensión en el rango de 2.69 % a 3.13 %.

El tipo de conductor simulado para asumir la nueva carga hacia los puntos A –B, C – D es NYY unipolar de 3X50 mm² de acuerdo a la tabla 1.4 de capacidad de corriente del conductor subterráneo, el cual se encuentra resaltado en la figura 3.25 de color azul.

En la tabla 3.17 se observa detalles del tramo denominado circuito “Y” el cual inicialmente perteneció al circuito “A”.

Tabla 3.18: Detalle de circuito “Y”.

Ubicación de nodo	Longitud (M)	Potencia (KW)	Calibre conductor mm2	Clientes BT
A – B - C - D	389	22.7	3x35	51

Fuente: Elaboración propia.

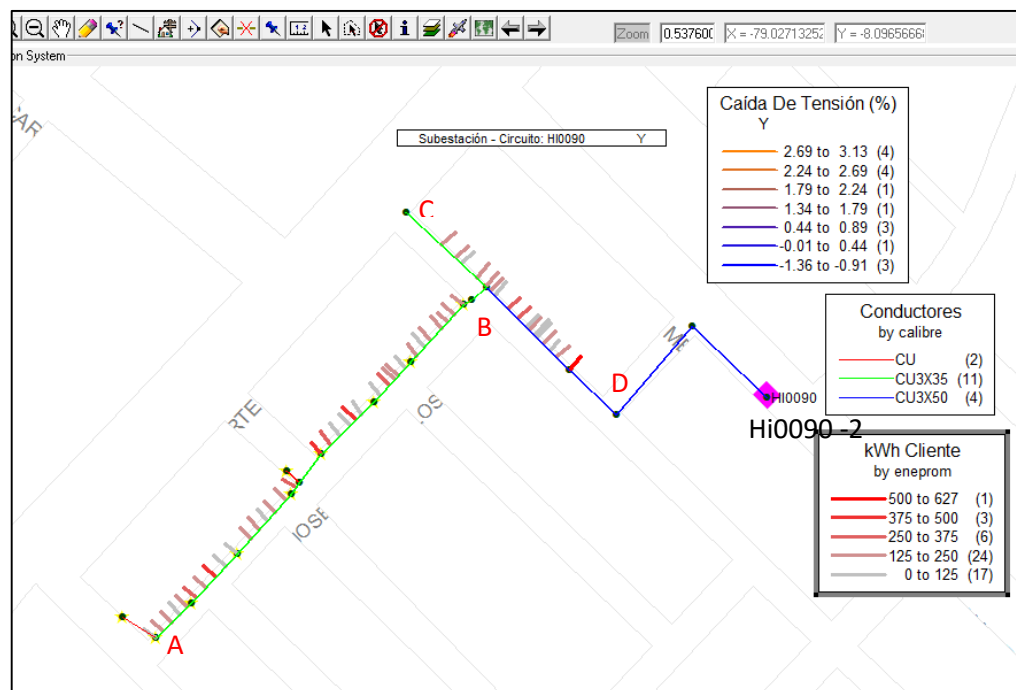


Figura. 3.25 Flujo de potencia circuito “Y” después de simulación.
Fuente: Elaboración propia.

3.5.4.3 Simulación del circuito “B”.

El análisis y planteamiento de la simulación del circuito “B” se realizó con el flujo de potencia en el punto 3.4.3 se tiene en cuenta los sectores críticos como se muestra en la figura 3.26 estos han sido identificados y se tiene que el punto A cuenta con una potencia de 20.4 KW y el calibre de conductor es de 3X70 mm².

Como se aprecia el valor más crítico en porcentaje de caída de tensión es 6.89 %. el cual se encuentra fuera de la tolerancia estipulada por la NTCSE.

Los consumos del circuito “B” en su mayoría son cargas de viviendas residenciales.

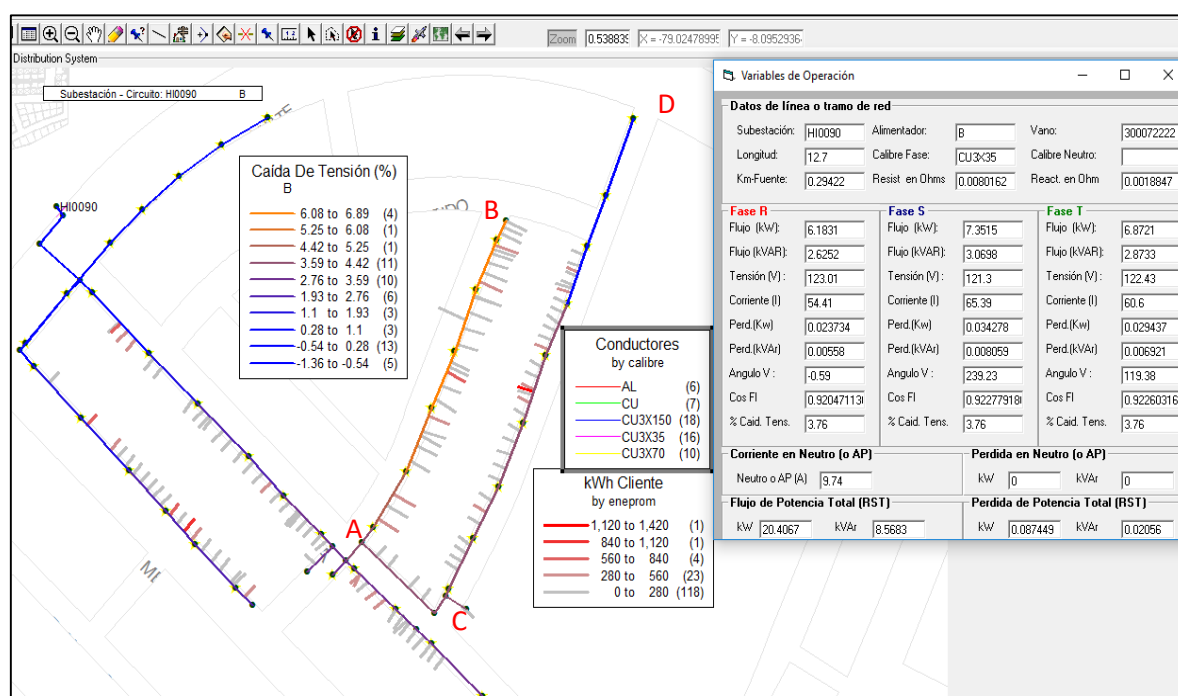


Figura. 3.26 Flujo de potencia circuito “B” antes de simulación.
Fuente: Elaboración propia.

Se realizó un nuevo flujo de carga considerando las siguientes simulaciones:

a.-) Flujo de potencia del circuito “B” de la subestación HI0090 una vez transferido los 20.4 KW. a la subestación nueva HI0090 - 2.

En la figura 3.27 se muestra el circuito “B” ya seccionado por la transferencia realizada y con el punto más crítico resaltado de color anaranjado entre los porcentajes de 1.74 % al 2.06 % el cual ya cumple con lo estipulado en la norma.

El detalle de los tramos y caídas de tensión se muestra en el anexo 16 donde se observa que la nueva potencia total es 32.13 KW.

Se visualiza, además los puntos desde donde han sido extraídos los tramos hacia la nueva subestación.

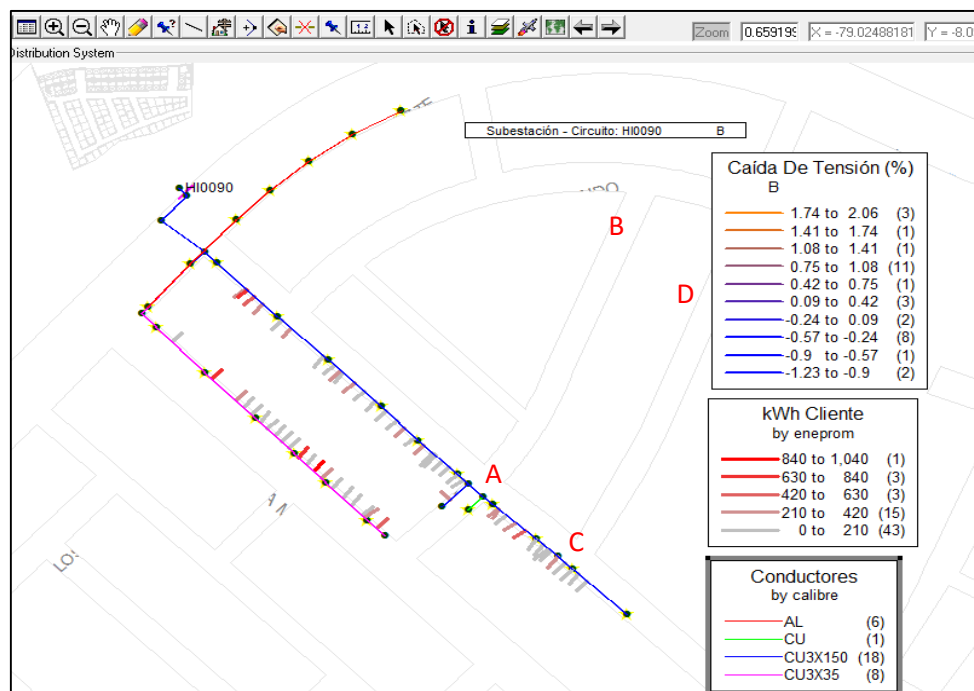


Figura. 3.27 Flujo de potencia circuito “B” después de simulación.
Fuente: Elaboración propia.

b.) Simulación del flujo de potencia de los puntos A-B y C-D asociados a una nueva subestación HI0090 – 2 (nuevo circuito “X”).

Se realizó la transferencia de carga de los tramos 300072222, 300072292, 300049243, 300049244, 300044510, 300044513, 300049896, 300052534 entre los puntos A – B y 300072295, 300044115, 300049252, 300044124, 300049612, 300052919, 300044179, 300044184 entre los puntos C – D que se muestran en el flujo con una potencia en total de 20.4 KW. hacia una nueva subestación denominada HI0090 – 2.

El nuevo circuito se denomina “X” estando asociado a la subestación HI0090 – 2 y los resultados son los que se muestran en la figura 3.28 donde se observan el porcentaje de caída de tensión en el rango de 1.34 % a 1.6 %.

El tipo de conductor simulado para asumir la nueva carga hacia los puntos A –B, C – D es NYY unipolar de 3X70 mm² de acuerdo a la tabla 1.4 de capacidad de corriente del conductor subterráneo, el cual se encuentra resaltado en la figura 3.28 de color azul.

En la tabla 3.18 se observa detalles del tramo denominado circuito “X” el cual inicialmente perteneció al circuito “B”.

Tabla 3.19: Detalle de circuito “X”.

Ubicación de nodo	Longitud (M)	Calibre conductor mm2	Clientes BT
A – B	199.7	3x35	33
C - D	380.5	3x70	40

Fuente: Elaboración propia.

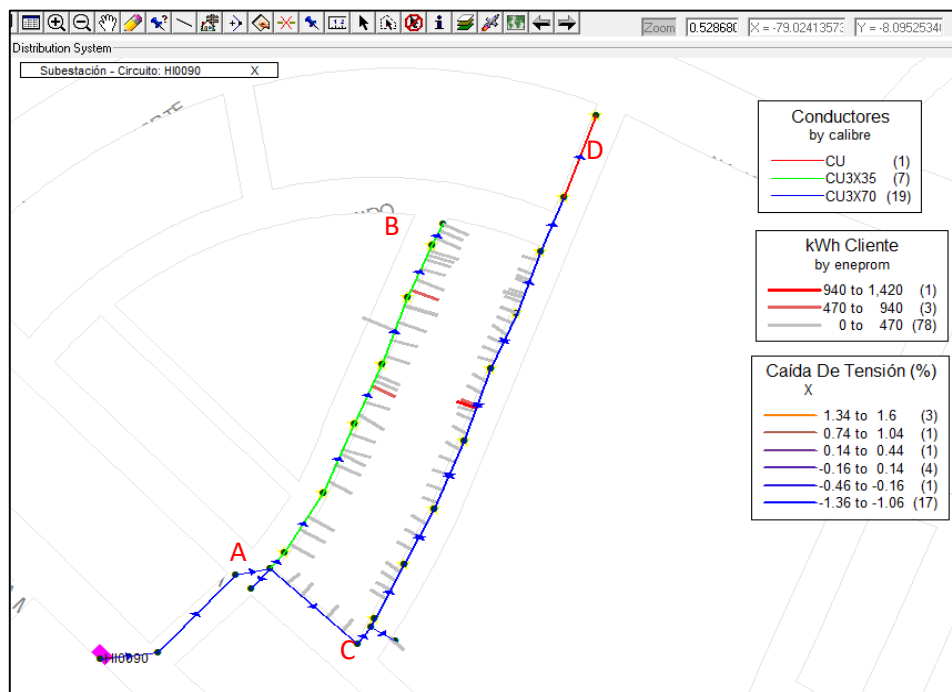


Figura. 3.28 Flujo de potencia circuito “X” después de simulación.
Fuente: Elaboración propia.

3.5.5 Pérdidas de energía después de modelamiento y simulación mediante software DAP10.

A continuación, se realiza un cuadro comparativo de las pérdidas de energía después de las mejoras propuestas con la simulación:

En la tabla 3.18 se hace un comparativo de las pérdidas de energía y potencia de los circuitos críticos A, B, C antes y después de la simulación A (*), B (*), C (*) con el software de flujo de potencia donde a consecuencia de los traslados de carga realizados en cada uno de ellos tanto la potencia como el porcentaje de pérdidas a disminuido quedando los resultados dentro de las tolerancias de pérdidas contempladas en la tarifa 6.14%.

En la tabla 3.19 también se observa en el circuito “C”, que las pérdidas iniciales de energía estaban en el orden de 7.98 % y luego de la simulación para la optimización se encuentran en 1.68 % dichos valores incrementaran a medida que aumente la demanda de consumo en el circuito.

Tabla 3.20: Detalle comparativo de pérdidas de energía y potencia.

Pérdidas de energía y potencia								
Subestación HI0090								
Circuito		A	A (*)	B	B (*)	C	C (*)	
Pérdidas totales								
Potencia activa total SP (KW)	KW	63.81	41.92	69.01	31.27	107.16	35.29	
Demanda + Pérdidas	KW	68.79	43.37	61.11	32.13	121.67	38.69	
Pérdidas totales de potencia	%	3.15	2.83	4.34	2.1	10.36	1.79	
Pérdidas totales de energía	%	2.8	2.56	3.78	2	7.98	1.68	
Pérdidas en líneas AP y SP								
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	KW	2.16	1.2811	2.6551	0.7219	12.6114	0.6645	
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	KW	0	0	0	0	0	0	
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	%	3.15	2.83	4.34	2.1	10.36	1.79	
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	%	2.3	2.06	3.19	1.54	7.68	1.3	
Pérdidas en acometidas								
Pérdidas de potencia en acometidas	KW	0.1188	0.0761	0.1526	0.07	0.2668	0.0833	
Pérdidas de potencia en acometidas	%	0.17	0.17	0.25	0.2	0.22	0.22	
Pérdidas de energía en acometidas	%	0.13	0.12	0.18	0.15	0.16	0.16	
Pérdidas en medidores								
Pérdidas de potencia en medidores	KW	0.178	0.119	1.1764	0.0763	0.1534	0.0586	
Pérdidas de potencia en medidores	%	0.26	0.26	0.29	0.22	0.13	0.16	
Pérdidas de energía en medidores	%	0.38	0.39	0.42	0.33	0.17	0.23	

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.20 se visualiza las simulaciones realizadas a los tramos para traslado de carga a circuitos y subestaciones nuevas se observan que los porcentajes se encuentran dentro de lo contemplado en la tarifa.

Se observa que los nuevos circuitos Y, X, Z, no superan el valor de 2.82 % de pérdidas de energía.

Tabla 3.21: Detalle de pérdidas de energía y potencia circuitos nuevos.

Pérdidas de energía y potencia en nuevos circuitos					
Subestación		HI0090 - 2	HI0090 - 2	HI0090 - 1	
Círculo		Y	X	Z	
Pérdidas totales					
Potencia activa total SP (KW)	KW	21.88	37.75	69.30	
Demanda + Pérdidas	KW	23.32	25.21	70.80	
Pérdidas totales de potencia	%	3.2	1.78	1.82	
Pérdidas totales de energía	%	2.82	2.08	1.66	
Pérdidas en líneas AP y SP					
Pérdidas de potencia en líneas de SP.	KW	0.746	0.4479	1.2886	
Pérdidas de potencia en líneas de AP.	KW	0	0	0	
Pérdidas de potencia en líneas de AP.+SP	%	3.2	1.78	1.82	
Pérdidas de energía en líneas de AP.+SP	%	2.33	1.29	1.31	
Pérdidas en acometidas					
Pérdidas de potencia en acometidas	KW	0.042	0.0826	0.1779	
Pérdidas de potencia en acometidas	%	0.18	0.33	0.25	
Pérdidas de energía en acometidas	%	0.13	0.24	0.18	
Pérdidas en medidores					
Pérdidas de potencia en medidores	KW	0.059	0.1001	0.946	
Pérdidas de potencia en medidores	%	0.25	0.4	0.13	
Pérdidas de energía en medidores	%	0.37	0.57	0.17	

Fuente: Elaboración propia.

3.5.6 Factor de utilización de subestación HI0090 después de modelamiento y simulación. mediante software DAP10.

En la tabla 3.21 se observa el valor de las nuevas potencias de los circuitos críticos observándose una disminución en cada uno de ellos producto de la simulación de transferencia de carga hacia nuevas subestaciones de distribución.

La disminución de la potencia consumida por los circuitos de la subestación de distribución HI0090 hace que el valor del factor de utilización inicial antes de la simulación que era 0.94 disminuya en un 50 % a 0.47.

Tabla 3.22: Factor de utilización HI0090 después de simulación.

Ítem	Circuito	Potencia después de simulación
1	A	43.37
2	B	34.13
3	C	38.69
4	E	0.73
5	G	0.97
6	H	9.89
7	I	0.46
Total KW		128.24
Total KVA		149
FU		0.47

Fuente: Elaboración propia.

3.6 Evaluación económica del proyecto simulado para la optimización.

3.6.1 Modelo de valoración del proyecto.

El modelo de evaluación del proyecto para la optimización y el mejoramiento de los indicadores críticos se fundamenta en las siguientes premisas de trabajo:

- a.) Los precios de la energía están ajustados por la inflación nacional y teniendo como referencia el precio base promedio de mercado nacional.
- b.) Se aplica la metodología de flujo de caja descontado, utilizando una tasa de descuento determinada con la teoría del CAPM. (modelos de precios de activos de capital).
- c.) El periodo de estudio está proyectado en cinco (05) años que es recomendando por los aspectos aspectos técnicos, económicos y financieros.
- d.) El monto de inversión fue calculado por una potencia de 200 KW con tecnología nacional.
- e.) Los costos operativos y variables fueron calculados de acuerdo a precios del mercado.

f.) El precio de la energía está acorde a los costos indicados por la empresa concesionarias.

Además, consideramos tener en cuenta los siguientes factores: el cálculo del costo de la inversión, la duración de la inversión u horizonte temporal, tiempo durante el cual la inversión generará flujos financieros para la empresa, cobros o pagos, las salidas y las entradas de fondos derivadas del proyecto. Una vez calculados los cobros y pagos generados durante el proyecto de inversión, y realizando la diferencia entre los mismos, obtendremos los flujos de tesorería resultantes o lo que es lo mismo los fondos generados.

Las variables clave a la hora de estimar cada uno de los elementos que estados financieros previsionales necesarios para la determinación de los ingresos tanto la TIR estimada son:

- Los pagos de constitución
- La potencia instalada
- Precio pagado por cada KW instalado
- Elementos de la instalación
- La vida útil de los elementos
- Los kWh generados
- El régimen tarifario.

3.6.2 Resultados del modelo técnico del proyecto.

3.6.2.1 Inversión del proyecto.

Tabla 3.23: Inversión del proyecto.

	Concepto	Inversión S/.	Estructura
A)	Intangibles	17,343.68	9.71%
	Trámite de uso de vía pública municipalidad provincial de Trujillo	183.87	

	Plan de monitoreo arqueológico Ministerio Cultura	3,159.81	
	Impacto ambiental	3,500.00	
	Estudio de factibilidad y punto de diseño	2,000.00	
	Ingeniería de detalle	5,000.00	
	Supervisión en construcción	3,500.00	
B)	Activos fijos	161,353.78	90.29%
	Suministro de Materiales		
	Ver Metrado y Presupuesto	85,619.19	
	Montaje Obras Eléctricas	75,734.59	
	Total	178,697.46	

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3.22 se aprecia que se tiene un 90.29% en equipamiento eléctrico, también incluye el montaje electromecánicas y el 9.71% corresponde a los gastos de permisos ante entidades públicas y trámites correspondientes previos a la ejecución de la obra.

Para el proyecto la inversión total será de S/. 178 697.46 como se puede apreciar en la tabla anterior.

3.6.3 Ingresos del proyecto.

Los ingresos del proyecto se fundamentan en las siguientes premisas de trabajo:

- a.)** La energía producida está proyectada en KWh/año, de acuerdo a la tabla técnica de la instalación de dos transformadores de distribución.
- b.)** La potencia bruta de los dos transformadores de distribución para lograr la mejora planteada en la simulación es de 200 KVA, considerando un factor de potencia de 0.90, las horas de funcionamiento por día será de 24 horas y durante el año 365 días.
- c.)** De acuerdo a las condiciones anteriores la producción anual está proyectada para los próximos 20 años y será de 1 947 MWh/ año.
- d.)** El precio de venta en KWh se basa de acuerdo a la tarifa normada por el Organismo Supervisor del sector eléctrico, como se puede apreciar en la tabla 3.23.

Tabla 3.24: Producción de energía de las dos subestaciones de distribución.

Descripción	Cantidad		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Potencia bruta (KVA)	200		200	200	200	200
Pérdidas	1%		1%	1%	1%	1%
Potencia neta	198		198	198	198	198
Horas de funcionamiento al día	24		24	24	24	24
Días de funcionamiento al año	365		365	365	365	365
Disponibilidad garantizada	100%		100%	100%	100%	100%
Horas de funcionamiento	8760		8760	8760	8760	8760
Horas de funcionamiento acumulada			8760	17520	26280	35040
Energía generada al año (MWh/año)	1,561.00		1,947.00	1,947.00	1,947.00	1,947.00
Pérdidas	15.61		19.47	19.47	19.47	19.47
Energía vendida total (MWh/año)	1,545.39		1,927.53	1,927.53	1,927.53	1,927.53

Fuente: Elaboración propia

3.6.4 Ingresos totales del proyecto.

Los ingresos totales del proyecto se calcularon de la siguiente manera:

- a.) Se ha considerado una inflación de 3% que afecta a la venta de energía.
- b.) El costo de energía S/. x KWh, de acuerdo a la concesionaria es de: 0.5492.
- c.) La venta total de energía al año representa el ingreso total del proyecto. tal y como se muestra en la tabla 3.24 a continuación:

Tabla 3.25: Proyección de los ingresos en los primeros 5 años.

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021
Venta de energía	848,728.19	874,190.03	900,415.73	927,428.21	955,251.05
Total	848,728.19	874,190.03	900,415.73	927,428.21	955,251.05

Fuente: Elaboración propia

3.6.5 Costos variables.

Los costos variables del proyecto comprenden los siguientes componentes:

- a.) El costo de operación y mantenimiento de la instalación de las dos subestaciones de distribución, se determinó en un 7% de la venta total de energía.
- b.) El peaje de los sistemas de distribución del proyecto está considerado en un 5% de la inversión inicial en los equipos de las dos subestaciones.
- c.) Se ha calculado el costo variable para los 5 primeros años del proyecto, sumando los montos de los puntos mencionados anteriormente.

Tabla 3.26: Cálculo de costos variables (S/.)

Costos Variable	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021
Costos de operación y mantenimiento	59,410.97	61,193.30	63,029.10	64,919.97	66,867.57
Peaje	8934.873	6130.154	6130.154	6130.154	6130.154
Total	68,345.85	67,323.46	69,159.26	71,050.13	72,997.73

Fuente: Elaboración propia

3.6.6 Otros costos indirectos de las dos subestaciones de distribución.

Como se aprecia en la tabla 3.26 los costos indirectos, están basados en cuenta los siguientes factores: arriendo de terreno, operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica, personal técnico para el mantenimiento y costos de administración.

Tabla 3.27: Cálculo de costos de operación

Costos de Operación	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021
Operación y mantenimiento redes eléctricas	36000	36000	36000	36000	36000
Técnicos de mantenimiento	50400	50400	50400	50400	50400
Administración	54000	54000	54000	54000	54000
Total	140400	140400	140400	140400	140400

Fuente: Elaboración propia

3.6.7 Depreciación.

Tabla 3.28: Depreciación.

Activos a depreciar	Monto	Valor residual	Depreciación anual	Depreciación acumulada (20 años)
Equipos eléctricos	85,619.19	8,561.92	3,852.86	77,057.27
Obras eléctricas	75,734.59	7,573.46	3,408.06	68,161.13
TOTAL		16,135.38	7,260.92	

Fuente: Elaboración propia

3.6.8 Estado de pérdidas y ganancias económico

Para el caso de la instalación de las dos subestaciones de distribución se ha proyectado el estado de pérdidas y ganancias, siguiendo las siguientes premisas de trabajo:

- a.) Los costos variables e indirectos se han tomado de las tablas anteriores, siendo los costos indirectos los mismos para los 5 años de proyección.
- b.) La depreciación se explica en la tabla 3.27, tomando en cuenta los 20 años de vida útil de los equipos eléctrico especificadas por el fabricante.
- c.) La tasa de impuesto a la renta ha sido determinada en 30% de la utilidad bruta del proyecto.
- d.) La fórmula para encontrar la utilidad bruta es como sigue:

Utilidad bruta = Ingresos – Costos producción – Costos operación – Depreciación

- e.) La utilidad neta para cada año de operación se calcula restando el 30% a la utilidad bruta.

Tabla 3.29: Estado de pérdidas y ganancias económico (S/.)

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021
Ingresos	848,728.19	874,190.03	900,415.73	927,428.21	955,251.05
Venta de energía	848,728.19	874,190.03	900,415.73	927,428.21	955,251.05
Costos variables	68,345.85	67,323.46	69,159.26	71,050.13	72,997.73

costos de operación y mantenimiento	59,410.97	61,193.30	63,029.10	64,919.97	66,867.57
Peaje	8934.873	6130.154	6130.154	6130.154	6130.154
Costos de operación	140400	140400	140400	140400	140400
Operación y mantenimiento redes eléctricas	36000	36000	36000	36000	36000
Técnicos de mantenimiento	50400	50400	50400	50400	50400
Administración	54000	54000	54000	54000	54000
Depreciación	7,260.92	5,148.10	5,148.10	5,148.10	5,148.10
Utilidad bruta	632,721.42	661,318.47	685,708.37	710,829.97	736,705.22
Impuesto a la renta (30%)	189,816.43	198,395.54	205,712.51	213,248.99	221,011.57
Utilidad neta	442,905.00	462,922.93	479,995.86	497,580.98	515,693.65

Fuente: Elaboración propia

3.6.9 Flujo de caja económico.

El flujo de caja económico se ha desarrollado siguiendo la siguiente ecuación aplicado para cada periodo:

$$\text{FFE} = \text{Utilidad neta} + \text{Depreciación}$$

Para nuestro estudio, se han seguido las siguientes premisas de trabajo:

La inversión inicial del proyecto ya ha sido explicada anteriormente, teniendo un valor total de S/. 178 697.46 La estructura de esta se explica en la siguiente tabla 3.22.

Se ha proyectado el flujo de caja económico para 5 años además de 1 año donde se evidencia que antes del año, se recupera la inversión.

Los datos para reemplazar en la fórmula, han sido tomado del estado de pérdidas y ganancias económico, y de la tabla de depreciación, ambos presentados anteriormente.

Finalmente, se muestran los montos de flujo de caja, en la tabla 3.29.

Tabla 3.30: Flujo de Caja Económico del Proyecto

Años	Flujo de caja económico
0	-178,697.46
1	450,165.92
2	468,071.04
3	485,143.97
4	502,729.09
5	520,841.76

Fuente: Elaboración propia

3.6.10 Perspectiva económica.

El VANE valora el proyecto considerando las premisas de trabajo señalados en el análisis anterior y en este análisis valoramos las ventajas competitivas y comparativas del proyecto.

Tabla 3.31: Valoración del VANE, TIRE y B/C económico a cinco años

VAN económico	S/. 1 648,648.17
TIR económico	255%
B/C	10.23
Periodo de retorno	7 meses

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.32: Valoración del VANE, TIRE y B/C económico a un año

VAN económico	S/. 230,544.28
TIR económico	152%
B/C	2.29
Periodo de retorno	7.5 meses

Fuente: Elaboración propia

IV. Discusión

4.1 La información de la infraestructura eléctrica obtenida de la empresa se contrastó en campo donde se verificó la conexión del primario del transformador en 10 kV del AMT – TSU004 y en delta 3X220 V en el secundario sin existencia del conductor neutro en las redes de distribución cuyo conductor de salida es de 240 mm² por fase la cual alimenta un tablero con protección tipo NH contra cortocircuitos.

La potencia instalada en el transformador es de 315 KVA. y con una corriente nominal de placa de 456 A. a tensión de salida de 220 V, el equipo registrador de potencia instalado en las barras tuvo lecturas de corriente de 622 A, lo que ocasiona que se acorte la vida útil del transformador y del conductor si tomamos en cuenta la tabla 1.4 de capacidad de corriente indica que soporta una corriente de 553 A.

4.2 El diagrama unifilar de la subestación se realizó desde cero ya que la información brindada era ilegible (planos antiguos) y en muchos casos no concordaba con lo existente en campo por ejemplo los calibres de conductor los cuales fueron modificados producto de los trabajos de mantenimiento correctivo y de trabajos por emergencias realizados.

4.3 Los registros de parámetros eléctricos realizados al suministro 54970075 ubicado en el recorrido del circuito “C” indican que el nivel de tensión en ese suministro es de 198 V valor que esta fuera de la tolerancia permitida en sub tensión (209 V) por la NTCSE como se visualiza en la figura 3.5. debido a estos casos se llegó a compensar económicamente a los clientes la suma de 721 dólares en el año 2016.

La información brindada por el analizador en sus parámetros permite visualizar el diagrama de carga de la potencia con el tiempo donde las curvas son características del consumo de la zona por lo tanto el factor de carga que se obtuvo 0.67 es característico del sector, en la figura se comprueba que la demanda aumenta a partir de las 11:00 horas hasta las 19:00 horas que es el horario de atención de los comercios de la zona.

4.4 Los parámetros de tensión, factor de potencia, factor de carga fueron ingresados a la etiqueta de datos del software para el modelado de flujo de potencia

además de los datos de entrada y salida del sistema que se encuentran en ambiente GIS y base de datos relacional.

En el análisis del circuito “A” se obtuvo una potencia de 67.73 KW en el tramo 300043814 y un % de caída de tensión de 7.38 % en el tramo 300049357 el % de pérdidas de energía fueron de 2.8 %.

A su vez en el circuito “B” se obtuvo la potencia total de 53.88 KW en el tramo 300048437 y un % de caída de tensión 6.89 % en el tramo 300052534 las pérdidas de energía son de 3.78 %, otro circuito analizado fue el “C” resultando ser el más crítico con una potencia total de 120 KW. un % de caída de tensión de 13.1 % en el tramo 300043910 y el porcentaje de pérdidas de energía es de 7.98 %, además se analizaron los circuitos restantes en donde no hubo valores fuera de la tolerancia.

4.5 Del anterior análisis se realizó la simulación de la transferencia de cargas dando lugar a tres circuitos y dos subestaciones nuevas (“X”, “Y”) de la subestación HI0090-2 y el “Z” de la HI0090-1, los valores de caída de tensión en el circuito “X” son de 1.6 % y de pérdidas de energía 2.08 % con una potencia total de 20.4 KW, el circuito “Y” con valores de caída de tensión de 3.13 %, pérdidas de energía 2.82 % y la potencia total del circuito es 22.7 KW. el circuito “Z” por estar ubicado en la Av. América en una zona comercial sus valores de caída de tensión son de 2.39 %, pérdidas de energía de 1.66 % con una potencia total es de 70.38 KW.

Después de ejecutar la simulación en los nuevos circuitos se procedió a retomar los anteriores ya descargados donde se verifico los nuevos valores en el circuito “A” (*) donde la caída de tensión es de 3.73%, pérdidas de energía 2.56 % y potencia 43.37 %, el circuito “B” (*) en caída de tensión tiene valores de 2.06 % , en pérdidas de energía 2 % y con una potencia en el circuito de 32.13 KW, el circuito “C” (*) que antes registraba el mayor porcentaje de caída de tensión ahora tiene 1.04 %, pérdidas de energía 1.68 % y una potencia total del circuito de 38.69 KW.

Se obtuvo trabajos similares, (Martínez y Zerpa, 2017) verificando que al igual que en este trabajo cuentan con un software de la empresa Chilectra el cual realiza el análisis de las redes eléctricas de baja tensión para simulaciones de cambio de conductor y transferencia de carga usando el mismo criterio de análisis de flujos de potencia obteniendo resultados similares.

V. Conclusión.

5.1 Se obtuvieron los datos del sistema de distribución de la HI0090 AMT – TSU004 como son equipos de transformación, protección, y parámetros de redes de distribución secundaria la cual se verifico y actualizo con los datos de campo, de igual manera se recabó información de los consumos de clientes y totalizadores con la cual se determinó la tasa de crecimiento en energía del 3.71 % anual la cual se deberá tomar en cuenta en el planeamiento eléctrico.

5.2 En la elaboración del diagrama unifilar de la subestación HI0090 se empleó el software AutoCAD donde se tuvo en consideración todos los parámetros y características de los equipos, componentes y recorrido de redes existentes del sistema de distribución.

5.3 Se realizaron registros de parámetros eléctricos con la ayuda de equipo analizador de potencia instalado en la barra del transformador con los cuales se determinó que la máxima demanda es de 256 KW y la demanda promedio de 172.6 KW. así como valores de tensión de 223 V en promedio y picos de corriente máxima de 622 A cuando la nominal del transformador es 456 A.

5.4 El flujo de potencia realizado con el software DAP 10 en los 7 circuitos (A, B, C, E, G, H, I) tomando los valores de ingreso registrados por el analizador muestra como resultado porcentajes de caída de tensión y pérdidas de energía fuera de las tolerancias, el más crítico el circuito el circuito “C” con 13.1 % de caída de tensión y un porcentaje de pérdidas de energía de 7.98 %.

5.5 La identificación de indicadores críticos en 3 circuitos (A, B, C) permitió realizar los trabajos de simulación obteniéndose resultados favorables en el circuito “A” la caída de tensión en porcentaje se redujo de 7.38 % a 3.73 % en el circuito “B” de 6.89 % a 2.06 % y en el circuito “C” de 13.1 % a 1.04 %, por consiguiente se dejaría de compensar económicamente a los clientes por mala calidad de producto, en tanto a pérdidas de energía también se muestra una reducción en dichos circuitos donde en el circuito “C” con mayor índice paso de tener 7.98% a 1.68 % como se muestra en la tabla 3.18., en lo que respecta a factor de utilización el valor

paso de 0.94 a 0.47 lo que permite atender ampliaciones de potencia en la urbanización.

5.6 Se concluye que el modelo de la instalación de las dos subestaciones de distribución cada una de 100 kVA, planteadas en la simulación de la SED HI0090 – 1 y HI0090 - 2, es viable desde la perspectiva económica, con un VANE para un año es de S/. 230,544.28.

La rentabilidad total del proyecto, es de 152 % (TIR económica) superando a la tasa de interés fija 10%. Esto demuestra que el proyecto por su naturaleza presenta sólidas ventajas competitivas y comparativas, en relación a su localización y factores ambientales.

Se determina que el proyecto es rentable obteniendo B/C de 2.29 para el análisis de un año, con un periodo de retorno de 7.5 meses.

VI. Recomendaciones.

6.1 Para mejorar la información obtenida es necesario mantener actualizado los reportes de datos de infraestructura eléctrica e información del sistema de la empresa como la identificación de cargas o clientes por circuito y subestación.

6.2 Es necesario seguir con la actualización los planos unifilares de los circuitos de distribución de baja tensión ante cualquier modificación en campo.

6.3 Es recomendable seguir haciendo uso de registradores de potencia para trabajos de mantenimiento ya que brindan información más detallada para el monitoreo de los parámetros en periodos de tiempo.

6.4 Es necesario el uso del software de flujo de potencia como herramienta para los trabajos de planeamiento eléctrico, en este estudio se podría simular el cambio de nivel de tensión de 3X220 V a 380/220 V.

6.5 Es importante en este tipo de subestaciones 3X220 V seguir el monitoreo de los parámetros eléctricos y en especial en esta urbanización donde se hizo el estudio porque la zona está pasando de ser residencial a comercial por la presencia de negocios y financieras.

6.6 Analizar y estudiar los impactos ambientales que pueden generar la instalación de las dos subestaciones de distribución de 100 KVA en la urbanización, ya que podrían perjudicar a las familias y transeúntes del sector.

Es importante que el personal técnico y operario para la instalación y posterior mantenimiento de las subestaciones de distribución estén debidamente capacitados y entrenados a fin mantener la vida útil de los equipos eléctricos.

Como siguiente paso a la alternativa de optimización es recomendable hacer un análisis social con las familias del sector y pequeñas empresas que estarían siendo favorecidas de manera indirecta por la instalación de las dos subestaciones de distribución a fin que el proyecto sea sostenible, es decir rentable, con mínimo impacto ambiental y alto impacto social.

VIII. Referencias.

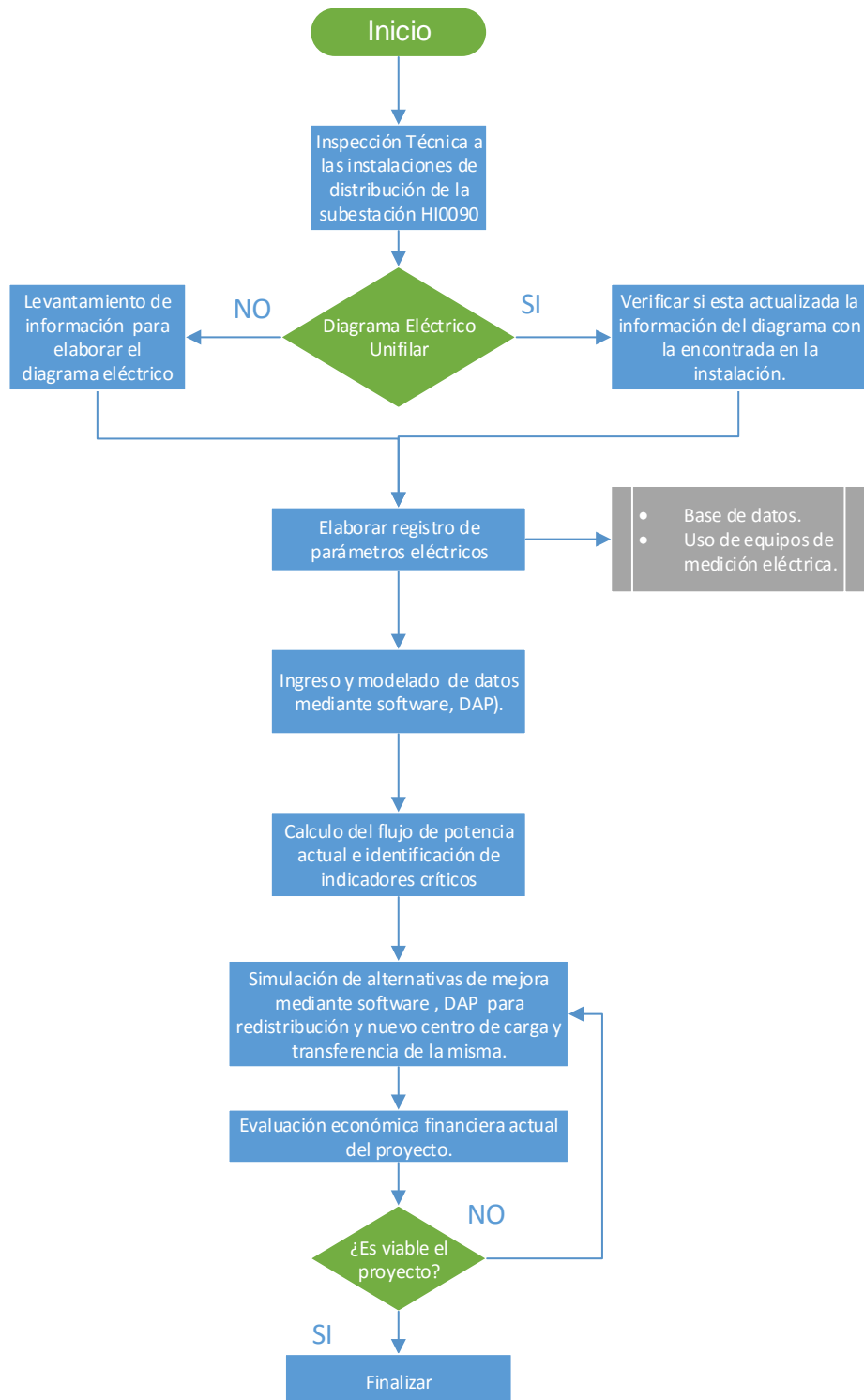
- [1] Stevenson, William D. 1996. Análisis de Sistemas de Potencia. México: McGraw-Hill, 1996. 97010-0908-8.
- [2] Sarzo Miranda Miguel. 2007. Proyectos de Electrificación. 1ra. ed. Perú: ISBN 978-9972-821-92-9
- [3] Hernández Sampieri, Roberto. 1997. Metodología de la investigación. 1ra. ed. México: McGraw – Hill, 1997. 518p. ISBN:968-422-931-3.
- [4] Toledano Gasca José Carlos y Sanz Serrano José Luis. 2013. Instalaciones de Distribución. 2da ed. España, Editorial Paraninfo ISBN 978-84-283-95-63-2.
- [5] Harper Gilberto Enríquez. 2001. El abc de la calidad de la energía eléctrica. 2da ed. México, Editorial Limusa. ISBN: 9789681857790.
- [6] García Trasancos José. 2010. Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión. 6ta ed. España, Editorial Paraninfo. ISBN: 978-84-283-3190-6.
- [7] Ramírez Castaño Samuel, 2004. Redes de distribución de energía, 3era ed. Colombia: Publicaciones Universidad Nacional de Colombia ISBN: 958 – 9322 -86 – 7.
- [8] Mario Apaza Meza, 2010. Consultor económico financiero, 1era ed. Perú: Editorial Instituto Pacífico SAC. ISBN: 978 – 9972 -234– 70-5.
- [9] Aracena Aguirre Patricio Alberto, Sistema para diagnósticos redes de baja tensión mediante análisis de flujos de potencia, Chile Universidad de Chile, 2016.
- [10] Martínez P. Jesús y Zerpa F. Alexis, Proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad de San Agustín, Venezuela Universidad de Carabobo, 2007.

- [11] Muñoz Montecinos Cristian Marcelo, Flujo de Potencia Trifásico para Sistemas de Distribución, Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1989.
- [12] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020 – 97- EM, título quinto, Calidad de Producto.
- [13] Paucar, Efraín. Manual de Usuario Software DAP10. Perú: 2012.
- [14] Código Nacional Electricidad. Suministro. Perú 2011.
- [15] Tecsup. Sistemas Eléctricos de Potencia. Lima: 2008.
- [16] Código Nacional Electricidad. Tomo IV. Perú 2001.
- [17] http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa
- [18] <http://www.ecamec.com.ar/productos.php?codCategoria=1>
- [19] <http://www.df-sa.es/documentacion/>

Anexos

Anexo 1: Diagrama de Flujo

Diagrama de Flujo del Proyecto



Anexo 2: Grupo de conexión de transformadores trifásicos

Índice de Conexión	Grupo de conexión C.E.I.	Grupo de conexión V.D.E.	Diagrama vectorial		Esquema de conexiones		Relación de transformación V_{UV}/V_{uv}
			Alta tensión	Baja tensión	Alta tensión	Baja tensión	
0	Dd0	A1					$\frac{n_1}{n_2}$
	Yy0	A2					$\frac{n_1}{n_2}$
	Dz0	A3					$\frac{2}{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
6	Dd6	B1					$\frac{n_1}{n_2}$
	Yy6	B2					$\frac{n_1}{n_2}$
	Dz6	B3					$\frac{2}{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
5	Dy5	C1					$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yd5	C2					$\sqrt{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yz5	C3					$\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
11	Dy11	D1					$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yd11	D2					$\sqrt{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yz11	D3					$\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$

Anexo 3: Tablero de distribución HI0090.



Anexo 4: Zona comercial y financiera a la que alimenta el sistema de distribución.



Anexo 5: Solicitud de ampliación de potencia a 19 KW en el sector

Hidrandina S.A.		Gestor Comercial :	
La Libertad	BOLETA DE ATENCIÓN		CONSORCIO LABORUM-DLABORUM
20132023540	SOLICITUD Nro. : 50102713949		PLUS Mod. 08-Trujillo
Suministro : 46335461			
Titular : Samame Niño Luis Enrique	Medidor :	Serie :	00000607526413
Dirección : Av. América Norte 1395 Urb. Las Quintanas - SECTOR: (8) - 50106-Los Jardines/Primavera/Las Quintanas/Miraflores		Marca :	STAR
		Modelo :	DTS27 (10-100 Amp) 3h
Teléfono :		Tarifa :	BTSB
Pto. Atención : Mod 08-Multiservicio Laborum-DLaborum Plus- Trujillo		Modalidad :	Carta
Motivo : Otras Solicitudes		Recepción :	13/12/2016 15:48:06
Área Encargada : Ventas		Posible Rpta. :	11/01/2017 15:48:06
Periodos :			
Petitorio :	Sr. Samame Niño Luis Enrique con DNI N° 16583337, solicita ampliación de potencia para suministro trifásico que se encuentra en la dirección: Av. America Norte 1395 Urb. Las Quintanas, con una demanda máxima de 19.51 Kw.		
Observación :	Atención anterior: 50102706717 (Se rectificó la demanda máxima de 25 Kw. a 19.51 Kw.)		
_____ LA EMPRESA		_____ CLIENTE	

Anexo 6: Registro del analizador de potencia Ecomec PQ500

Equipo Nro:	hi0090																				
Intervalo:	15 min.																				
Tensión:	230 V																				
Corriente:	500 Amp																				
V Nominal:	230,0																				
Dia inicio:	17/01/2017																				
Hora inicio:	18:15																				
Fecha	Hora	U31	U23	U12	EA Total	THD31	Q1	CosFi 1	I1	CosFi 2	THD23	I2	THD12	I3	U12	U23	U31	Frecuencia	KW	S VA	CosFi
		V	V	V	KWh	%	KVAr	p.u.	A	p.u.	%	A	%	A	V	V	V	Hz			
17/01/2017	18:15	221,32	222,84	220,32	38,076	2,94	-36,800	0,93	609,94	0,58	2,94	517,88	3,11	580,00	222,60	218,66	381,08	60,0	152.304	52953.0148	0.7191
17/01/2017	18:30	220,69	222,47	220,00	51,609	2,92	-37,469	0,96	591,92	0,72	2,99	507,99	3,09	567,14	221,40	218,48	379,94	60,0	206.436	63776.2875	0.8092
17/01/2017	18:45	219,06	220,67	218,49	56,565	2,78	-41,985	0,95	636,03	0,73	2,69	575,35	2,74	625,64	219,69	217,70	377,73	60,0	226.26	70443.8745	0.8030
17/01/2017	19:00	216,23	218,52	215,83	58,621	2,61	-43,993	0,95	658,77	0,76	2,70	597,59	3,01	664,15	217,31	213,72	372,13	60,0	234.484	73292.6032	0.7998
17/01/2017	19:15	215,00	217,35	214,58	57,220	2,70	-42,655	0,95	644,24	0,76	2,64	588,58	3,04	657,10	217,57	212,32	370,73	59,9	228.88	71369.3031	0.8017
17/01/2017	19:30	215,48	217,81	215,39	57,153	2,87	-42,655	0,95	628,47	0,77	2,86	592,86	3,06	657,10	217,30	213,88	371,94	60,0	228.612	71315.5974	0.8014
17/01/2017	19:45	215,36	217,78	215,22	56,653	2,84	-39,978	0,95	623,17	0,77	2,68	586,18	3,03	657,32	217,22	213,77	371,68	60,0	226.612	69338.322	0.8171
17/01/2017	20:00	216,20	218,45	216,17	55,030	2,71	-39,142	0,95	595,04	0,78	2,48	575,13	2,98	636,39	218,28	214,88	373,59	60,0	220.12	67530.712	0.8149
17/01/2017	20:15	217,86	219,78	217,51	54,253	2,80	-41,484	0,95	590,76	0,76	2,60	569,54	3,11	611,39	219,62	216,89	376,48	60,0	217.012	68295.7558	0.7944
17/01/2017	20:30	219,15	221,01	218,84	54,263	2,92	-41,985	0,95	587,85	0,77	2,72	559,88	3,11	606,96	220,73	218,01	378,58	60,0	217.052	68609.1349	0.7909
17/01/2017	20:45	219,60	221,31	219,09	56,148	2,77	-44,495	0,94	607,03	0,77	2,69	579,28	3,06	624,76	220,85	218,02	378,88	60,0	224.592	71640.791	0.7837
17/01/2017	21:00	220,13	222,23	220,02	53,347	3,01	-41,818	0,94	571,14	0,78	3,00	545,20	3,48	596,79	221,58	218,94	380,14	60,0	213.388	67783.8294	0.7870
17/01/2017	21:15	220,97	223,15	221,00	52,511	2,84	-37,636	0,95	560,75	0,78	2,67	529,57	3,10	595,99	222,32	220,61	382,06	60,0	210.044	64605.5231	0.8128
17/01/2017	21:30	221,14	222,94	221,11	52,817	2,94	-39,978	0,95	555,81	0,78	2,80	545,49	3,23	590,32	222,41	220,67	382,43	60,0	211.268	66241.0445	0.7973
17/01/2017	21:45	221,62	223,30	221,35	52,980	2,86	-40,647	0,95	566,63	0,76	2,75	544,98	3,12	583,35	222,83	220,97	383,05	60,0	211.92	66776.1859	0.7934
17/01/2017	22:00	222,38	223,83	221,99	51,452	2,91	-40,982	0,94	556,75	0,75	2,90	529,86	3,13	555,66	223,24	221,31	383,98	60,0	205.808	65778.6639	0.7822
17/01/2017	22:15	222,91	224,37	222,28	48,046	2,86	-37,804	0,95	523,83	0,75	2,75	487,57	3,18	520,85	224,50	221,58	385,04	59,9	192.184	61135.5914	0.7859
17/01/2017	22:30	223,78	225,13	222,95	47,162	2,88	-36,800	0,95	513,30	0,75	2,85	470,21	3,02	511,26	224,01	222,72	385,85	60,0	188.648	59820.5169	0.7884
17/01/2017	22:45	224,11	225,36	223,52	44,702	3,12	-31,782	0,96	479,07	0,75	3,13	450,95	3,33	491,14	224,77	221,85	386,18	60,0	178.808	54848.5581	0.8150
17/01/2017	23:00	221,52	222,02	220,88	42,868	2,77	-35,127	0,94	461,12	0,76	2,64	448,99	2,97	465,12	219,83	221,24	381,89	60,0	171.472	55421.7606	0.7735
17/01/2017	23:15	222,74	223,53	222,45	39,937	2,61	-31,615	0,94	428,57	0,76	2,38	409,90	2,76	436,20	221,92	222,64	384,64	60,0	159.748	50935.9617	0.7841
17/01/2017	23:30	223,42	224,30	223,51	38,404	2,48	-24,924	0,96	399,94	0,77	2,22	390,86	2,53	435,55	223,97	223,14	386,67	60,0	153.616	45782.8897	0.8388
17/01/2017	23:45	224,05	225,01	224,21	36,885	2,46	-22,916	0,96	380,25	0,78	2,24	374,00	2,50	421,16	224,35	223,55	387,49	60,0	147.54	43424.0288	0.8494

[illegible]

Ubicación de subestación HI0090

Anexo 9: Reporte flujo de potencia circuito "C".(estado inicial).

Flujo de potencia circuito "C" HI0090 AMT - TSU004 (Estado Inicio)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i 1	i 2	i 3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida v	Desequilibrio
1	300036459	52.1	300055786	300055787	0.0095551	0.0061791	0.3986	CU	3X120	52.09	66.59	54.94	5.1602	6.7491	5.8787	2.2023	2.8771	2.5243	17.788	7.6037	12.78	18.98
2	300036926	19.72	300055778	300055779	0.0036166	0.0023388	0.1509	CU	3X120	384.08	337.05	241.21	44.7759	39.3884	28.3149	20.157	17.5907	12.4333	112.4792	50.181	0.29	31.66
3	300041361	52.5	300055770	300055771	0	0	0	CU		30.46	12.81	16.2	3.5915	1.5105	1.9076	1.518	0.6409	0.8266	7.0096	2.9855	-0.89	66.87
4	300041592	31.42	300055792	300055793	0.0198323	0.0046627	0.2404	CU	3X35	41.78	45.68	40.73	4.7257	5.1953	4.6832	1.9842	2.1682	1.9624	14.6042	6.1148	3.42	8.26
5	300042021	56.98	300055782	300055783	0.0104501	0.0067578	0.4359	CU	3X120	321.91	275.69	183.29	34.6925	30.0976	20.5107	15.2312	13.1796	8.8945	85.3008	37.3053	8.34	35.99
6	300043414	32.83	300055796	300055797	0.0207223	0.004872	0.2511	CU	3X35	23.05	31.87	19.38	2.5509	3.5148	2.1732	1.0772	1.4827	0.9189	8.2389	3.4788	5.53	35.63
7	300043417	30.8	300055797	300055798	0.019441	0.0045707	0.2356	CU	3X35	17.48	27.99	17.13	1.9261	3.0675	1.9145	0.8146	1.2968	0.81	6.9081	2.9214	5.86	40.68
8	300043465	30.86	300055795	300055796	0.0194788	0.0045796	0.2361	CU	3X35	23.05	31.87	23.52	2.5612	3.5347	2.6478	1.0797	1.4872	1.1183	8.7437	3.6852	5.12	26.14
9	300043898	31.85	300055799	300055800	0.0201037	0.0047265	0.2437	CU	3X35	9.05	9.84	5.41	0.9925	1.069	0.6019	0.4195	0.4535	0.255	2.6634	1.128	6.23	39.91
10	300043900	38.18	300055800	300055801	0.0240992	0.0056659	0.2921	CU	3X35	7.13	1.5	3.37	0.78	0.1621	0.3743	0.3302	0.0692	0.159	1.3164	0.5584	6.3	101.19
11	300043905	41.19	300055794	300055802	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.05	0
12	300043910	53.4	300055787	300055788	0.0097936	0.0063332	0.4085	CU	3X120	24.68	28.47	29.57	2.4322	2.8677	3.1451	1.035	1.2175	1.3552	8.445	3.6077	13.03	18.05
13	300043938	2	300055768	300055778	0.0003668	0.0002372	0.0153	CU	3X120	384.08	337.05	241.21	44.8304	39.4304	28.3352	20.1924	17.6192	12.4468	112.596	50.2584	-0.78	31.69
14	300043990	32.59	300055793	300055794	0.0205708	0.0048364	0.2493	CU	3X35	31.36	45.67	37.73	3.5224	5.1528	4.3085	1.48	2.1582	1.8099	12.9837	5.4481	4.05	26.64
15	300044445	27.28	300055779	300055780	0.0050032	0.0032354	0.2087	CU	3X120	384.08	337.05	241.21	44.2422	38.9772	28.1032	19.8129	17.3257	12.2972	111.3226	49.4358	1.78	31.37
16	300044448	36.77	300055781	300055782	0.0067436	0.0043609	0.2813	CU	3X120	334.81	284.5	198.69	37.8727	32.3701	22.8788	16.9663	14.4337	10.0414	93.1216	41.4414	3.48	34.56
17	300044449	51.63	300055781	300055782	0.0094689	0.0061233	0.395	CU	3X120	321.93	282.14	198.69	35.6773	31.5584	22.6134	15.8664	13.9686	9.869	89.8491	39.704	5.83	31.54
18	300044475	54.84	300055771	300055772	0	0	0	CU		30.46	12.81	16.2	3.5915	1.5105	1.9076	1.518	0.6409	0.8266	7.0096	2.9855	-0.89	66.87
19	300044477	43.06	300055772	300055773	0	0	0	CU		30.46	11.53	14.93	3.5915	1.3596	1.7567	1.518	0.5768	0.7626	6.7078	2.8574	-0.89	75.31
20	300044480	42.89	300055773	300055774	0	0	0	CU		30.46	11.53	14.93	3.5915	1.3596	1.7567	1.518	0.5768	0.7626	6.7078	2.8574	-0.89	75.31
21	300044528	38.81	300055768	300055769	0	0	0	CU		30.46	12.81	16.2	3.5915	1.5105	1.9076	1.518	0.6409	0.8266	7.0096	2.9855	-0.89	66.87
22	300044530	52.75	300055769	300055770	0	0	0	CU		30.46	12.81	16.2	3.5915	1.5105	1.9076	1.518	0.6409	0.8266	7.0096	2.9855	-0.89	66.87
23	300047952	49.55	300055803	300055805	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.05	0
24	300048711	36.95	300055802	300055803	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.05	0
25	300048713	42.12	300055803	300055804	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.05	0
26	300048732	31.93	300055798	300055799	0.0201542	0.0047384	0.2443	CU	3X35	11.82	21.26	11.93	1.2993	2.3193	1.3287	0.5491	0.9826	0.5628	4.9473	2.0945	6.1	49.79
27	300048736	11.84	300055790	300055791	0.0074734	0.0017571	0.0906	CU	3X35	49.28	52.56	42.52	5.6097	6.017	4.9157	2.3527	2.5091	2.0559	16.5424	6.9177	2.46	14.28
28	300048738	12.12	300055791	300055792	0.0076501	0.0017986	0.0927	CU	3X35	48.3	51.58	40.73	5.4803	5.8855	4.6957	2.3013	2.4572	1.9656	16.0615	6.7241	2.75	15.98
29	300049421	24.29	300055784	300055789	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.54	0
30	300049423	48.31	300055780	300055790	0.0088601	0.0057296	0.3696	CU	3X120	49.28	52.56	42.52	5.6312	6.0414	4.9318	2.3668	2.5246	2.0661	16.6044	6.9575	2.17	14.34
31	300049609	52.08	300055776	300055775	0	0	0	CU		29.65	10.72	14.93	3.4966	1.2644	1.7567	1.478	0.5368	0.7626	6.5177	2.7774	-0.89	76.34
32	300049620	8	C	300055768	0.0014672	0.0009488	0.0612	CU	3X120	414.53	349.85	257.42	48.6748	41.1192	30.3397	21.8768	18.3757	13.336	120.1337	53.5885	-0.89	32.54
33	300049867	35.55	300055783	300055784	0.0065199	0.0042162	0.272	CU	3X120	241.45	223.9	133.11	25.1826	23.7846	14.6294	10.958	10.3209	6.3199	63.5966	27.5988	9.54	38.24
34	300049870	50	300055785	300055786	0.00917	0.00593	0.3825	CU	3X120	211.91	202.2	111.6	21.42	20.8816	12.0645	9.1865	8.9433	5.179	54.3661	23.3088	12.26	40.99
35	300049889	47.09	300055775	300055774	0.0297232	0.0069882	0.3602	CU	3X35	29.65	10.72	14.93	3.4966	1.2644	1.7567	1.478	0.5368	0.7626	6.5177	2.7774	-0.46	76.34
36	300052272	48.35	300055777	300055776	0	0	0	CU		30.46	11.53	14.93	3.5915	1.3596	1.7567	1.518	0.5768	0.7626	6.7078	2.8574	-0.89	75.31
37	300052920	101.9	300055791	30006245	0.0643193	0.015122	0.7795	CU	3X35	0.98	0.98	1.79	0.1112	0.111	0.2063	0.0471	0.0471	0.0871	0.4285	0.1813	2.52	54.42
38	300077789	38.15	300055794	300055795	0.0240803	0.0056615	0.2918	CU	3X35	24.96	43.27	36.12	2.788	4.8418	4.0971	1.1722	2.0339	1.7263	11.7269	4.9324	4.71	37.62
39	300077874	36.75	300055784	300055785	0.00674	0.0043586	0.2811	CU	3X120	241.45	219.21	133.11	24.803	22.9633	14.5132	10.712	9.9004	6.2459	62.2795	26.8583	10.78	37.38
40	C	0.1	0	C	0.0000183	0.0000119	0.0008	CU	3X120	414.53	349.85	257.42	48.6797	41.1218	30.3397	21.879	18.3793	13.336	120.1412	53.5943	-1.36	32.55

Anexo 10: Reporte flujo de potencia circuito "C".(estado final).

Flujo de Potencia circuito "C" de la HI0090 AMT - TSU004 (Estado final después de simulación)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida_v	Desequilibrio
1	300036926	19.72	300055778	300055779	0.003617	0.0023388	0.1509	CU	3X120	110.96	75.69	80.98	13.1027	8.9477	9.572	5.6115	3.8246	4.0919	31.6224	13.528	-0.88	30.06
2	300041361	52.5	300055770	300055771	0	0	0	CU		30.35	12.76	16.17	3.592	1.5104	1.9075	1.518	0.6405	0.8268	7.0099	2.9853	-1.21	66.89
3	300041592	31.42	300055792	300055793	0.019832	0.0046627	0.2404	CU	3X35	18.02	13.14	16.68	2.1028	1.5409	1.9548	0.8898	0.6522	0.8261	5.5985	2.3681	0.21	22.07
4	300042021	56.98	300055782	300055783	0.01045	0.0067578	0.4359	CU	3X120	73.3	47.54	47.7	8.4871	5.5445	5.5534	3.6115	2.3604	2.3642	19.585	8.3361	1.04	36.75
5	300043905	41.19	300055794	300055802	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4	0
6	300043938	2	300055768	300055778	0.000367	0.0002372	0.0153	CU	3X120	110.96	75.69	80.98	13.1074	8.9497	9.5743	5.615	3.8256	4.0937	31.6314	13.5343	-1.19	30.07
7	300043990	32.59	300055793	300055794	0.020571	0.0048364	0.2493	CU	3X35	7.97	13.14	13.75	0.9273	1.5363	1.6073	0.3923	0.6513	0.6797	4.0709	1.7233	0.4	38.96
8	300044445	27.28	300055779	300055780	0.005003	0.0032354	0.2087	CU	3X120	110.96	75.69	80.98	13.0575	8.9267	9.5482	5.5828	3.8112	4.0769	31.5324	13.4709	-0.47	29.97
9	300044448	36.77	300055780	300055781	0.006744	0.0043609	0.2813	CU	3X120	85.67	55.88	62.55	10.0295	6.5668	7.3465	4.2867	2.8059	3.1393	23.9428	10.2319	-0.04	32.19
10	300044449	51.63	300055781	300055782	0.009469	0.0061233	0.395	CU	3X120	73.33	53.61	62.55	8.5406	6.2797	7.3201	3.6455	2.6791	3.1222	22.1404	9.4468	0.5	21.69
11	300044475	54.84	300055771	300055772	0	0	0	CU		30.35	12.76	16.17	3.592	1.5104	1.9075	1.518	0.6405	0.8268	7.0099	2.9853	-1.21	66.89
12	300044477	43.06	300055772	300055773	0	0	0	CU		30.35	11.48	14.89	3.592	1.3593	1.7565	1.518	0.5767	0.7627	6.7078	2.8574	-1.21	75.33
13	300044480	42.89	300055773	300055774	0	0	0	CU		30.35	11.48	14.89	3.592	1.3593	1.7565	1.518	0.5767	0.7627	6.7078	2.8574	-1.21	75.33
14	300044528	38.81	300055768	300055769	0	0	0	CU		30.35	12.76	16.17	3.592	1.5104	1.9075	1.518	0.6405	0.8268	7.0099	2.9853	-1.21	66.89
15	300044530	52.75	300055769	300055770	0	0	0	CU		30.35	12.76	16.17	3.592	1.5104	1.9075	1.518	0.6405	0.8268	7.0099	2.9853	-1.21	66.89
16	300047952	49.55	300055803	300055805	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4	0
17	300048711	36.95	300055802	300055803	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4	0
18	300048713	42.12	300055803	300055804	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4	0
19	300048736	11.84	300055790	300055791	0.007473	0.0017571	0.0906	CU	3X35	25.3	19.81	18.43	2.9607	2.3277	2.1655	1.2517	0.9845	0.9143	7.4539	3.1505	-0.17	23.92
20	300048738	12.12	300055791	300055792	0.00765	0.0017986	0.0927	CU	3X35	24.35	18.86	16.68	2.8447	2.2136	1.957	1.2036	0.9369	0.8267	7.0153	2.9672	-0.05	27.63
21	300049423	48.31	300055780	300055790	0.00886	0.0057296	0.3696	CU	3X120	25.3	19.81	18.43	2.9662	2.3312	2.1686	1.2555	0.9866	0.9163	7.466	3.1584	-0.3	23.95
22	300049609	52.08	300055776	300055775	0	0	0	CU		29.54	10.68	14.89	3.4968	1.2643	1.7565	1.4781	0.5366	0.7627	6.5176	2.7774	-1.21	76.35
23	300049620	8	C	300055768	0.001467	0.0009488	0.0612	CU	3X120	141.31	88.44	97.15	16.729	10.4712	11.4954	7.1517	4.4734	4.9289	38.6956	16.554	-1.21	36.8
24	300049889	47.09	300055775	300055774	0.029723	0.0069882	0.3602	CU	3X35	29.54	10.68	14.89	3.4968	1.2643	1.7565	1.4781	0.5366	0.7627	6.5176	2.7774	-0.78	76.35
25	300052272	48.35	300055777	300055776	0	0	0	CU		30.35	11.48	14.89	3.592	1.3593	1.7565	1.518	0.5767	0.7627	6.7078	2.8574	-1.21	75.33
26	300052920	101.9	300055791	300006245	0.064319	0.015122	0.7795	CU	3X35	0.95	0.95	1.76	0.1111	0.1111	0.206	0.0471	0.047	0.087	0.4282	0.1811	-0.11	54.29
27	300077789	38.15	300055794	300055795	0.02408	0.0056615	0.2918	CU	3X35	1.82	10.84	12.19	0.2121	1.2648	1.4215	0.0889	0.5365	0.6019	2.8984	1.2273	0.56	96.27
28	C	0.1	0	C	1.83E-05	0.0000119	0.0008	CU	3X120	141.31	88.44	97.15	16.729	10.4712	11.4954	7.1517	4.4734	4.9289	38.6956	16.554	-1.36	36.8

Anexo 11: Reporte flujo de potencia circuito "Z".(estado final).

Flujo potencia circuito "Z" de la subestacion HI0090 - 1 AMT - TSU004 (Estado final de simulacion)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida_v %	Desequilibrio
1	300036459	52.1	5447294980	300036459	0.0095551	0.0061791	0.3986	CU	3X120	43.82	57.24	49.84	5.1566	6.7377	5.8729	2.1978	2.8702	2.5206	17.7672	7.5886	-0.36	18.91
2	300043414	32.83	3000434653	300043414	0.0207223	0.004872	0.2511	CU	3X35	22.15	30.52	18.65	2.5489	3.5107	2.1712	1.0768	1.4826	0.919	8.2308	3.4784	1.65	35.6
3	300043417	30.8	300043414	300043417	0.019441	0.0045707	0.2356	CU	3X35	16.79	26.79	16.48	1.925	3.0653	1.9131	0.8143	1.2969	0.8101	6.9034	2.9213	1.96	40.67
4	3000434653	35.45	300049421	3000434653	0.0156228	0.004885	0.2712	CU	3X50	22.15	30.52	18.65	2.5565	3.5252	2.1767	1.0792	1.487	0.9208	8.2584	3.487	1.25	35.72
5	300043898	31.85	300048732	300043898	0.0201037	0.0047265	0.2437	CU	3X35	8.69	9.42	5.21	0.9923	1.0688	0.6015	0.4194	0.4535	0.2552	2.6626	1.1281	2.32	39.94
6	300043900	38.18	300043898	300043900	0.0240992	0.0056659	0.2921	CU	3X35	6.84	1.43	3.24	0.7798	0.1621	0.3741	0.3301	0.0689	0.1591	1.316	0.5581	2.39	101.19
7	300043910	53.4	300036459	300043910	0.0097936	0.0063332	0.4085	CU	3X120	20.75	24.47	26.81	2.4335	2.8669	3.1441	1.0349	1.2168	1.3542	8.4445	3.6059	-0.14	17.99
8	300048732	31.93	300043417	300048732	0.0201542	0.0047384	0.2443	CU	3X35	11.36	20.35	11.47	1.2987	2.3182	1.3279	0.5489	0.9826	0.5628	4.9448	2.0943	2.19	49.8
9	300049421	24.29	300077874	300049421	0.0107046	0.0033472	0.1858	CU	3X50	22.15	30.52	18.65	2.5617	3.5354	2.1805	1.0808	1.4901	0.922	8.2776	3.4929	0.95	35.81
10	300049867	35.55	300077874	300049867	0.0065199	0.0042162	0.272	CU	3X120	0	4.26	0	0	0.493	0	0	0.2092	0	0.493	0.2092	0.75	244.95
11	300049870	50	5447294980	300049870	0.00917	0.00593	0.3825	CU	3X120	184.84	168.48	90.42	21.747	19.8269	10.6665	9.285	8.4545	4.5485	52.2404	22.288	0.45	48.09
12	300077874	36.75	300049870	300077874	0.00674	0.0043586	0.2811	CU	3X120	48.04	49.98	38.58	5.5698	5.8041	4.5195	2.3616	2.458	1.9182	15.8934	6.7378	0.74	18.26
13	5447294008	18.62	300077874	5447294008	0.0034149	0.0022083	0.1424	CU	3X120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.74	0
14	5447294980	16.76	Z	5447294980	0.0030738	0.0019877	0.1282	CU	3X120	228.66	225.72	140.26	27.064	26.7204	16.6003	11.5867	11.4259	7.1073	70.3847	30.1199	-0.8	35.83
15	Z	0.1	0	Z	0.0000183	0.0000119	0.0008	CU	3X120	228.66	225.72	140.26	27.064	26.7204	16.6003	11.5867	11.4259	7.1073	70.3847	30.1199	-1.36	35.83

Anexo 12: Reporte flujo de potencia circuito "A".(estado inicial).

Flujo de Potencia del circuito "A" del AMT - TSU004 (Estado inicial)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida_v %	Desequilibrio
1	300035933	31	300055717	300055718	0.0195672	0.0046004	0.2372	CU	3X35	10.3	3.39	3.95	1.174	0.3851	0.4501	0.4973	0.1629	0.1909	2.0092	0.8511	2.8	92.47
2	300043232	31.11	300055715	300055716	0.0196366	0.0046167	0.238	CU	3X35	22.44	18.52	24.61	2.575	2.112	2.8214	1.089	0.8934	1.1919	7.5084	3.1743	2.5	20.35
3	300043233	32.3	300055716	300055717	0.0203878	0.0047933	0.2471	CU	3X35	15.37	8.91	14.98	1.7569	1.0125	1.7097	0.7436	0.4291	0.7245	4.4791	1.8972	2.71	39.48
4	300043724	50.5	300055698	300055721	0.0318756	0.0074942	0.3863	CU	3X35	65.98	84.72	50.73	7.5498	9.6287	5.7953	3.1448	3.9578	2.4225	22.9738	9.5251	4.44	35.44
5	300043814	10	A	300055690	0.001513	0.001162	0.0765	CU	3X150	178.18	205.84	188.73	21.0743	24.3504	22.315	9.064	10.4583	9.615	67.7397	29.1373	-1.08	10.36
6	300043817	7.8	300055690	300201933	0.0011801	0.0009064	0.0597	CU	3X150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.08	0
7	300043872	27.58	300055692	300055694	0.0041729	0.0032048	0.211	CU	3X150	145.31	174.54	147.07	17.0801	20.5017	17.2807	7.3137	8.7615	7.398	54.8625	23.4732	0.01	14.85
8	300044208	5.52	300055695	300055714	0.0034842	0.0008192	0.0422	CU	3X35	22.44	24.38	24.61	2.5867	2.7938	2.8355	1.0918	1.1797	1.1951	8.216	3.4666	1.78	6.88
9	300044212	31.63	300055714	300055715	0.0199649	0.0046939	0.242	CU	3X35	22.44	24.38	24.61	2.5849	2.7918	2.8335	1.0914	1.1792	1.1947	8.2102	3.4653	2.15	6.88
10	300044233	32.9	300055709	300055710	0.0207665	0.0048824	0.2517	CU	3X35	42.28	52.26	34.64	4.7314	5.7645	3.8894	1.9858	2.4166	1.6379	14.3853	6.0403	5.5	27.7
11	300044236	30.38	300055710	300055711	0.0191759	0.0045084	0.2324	CU	3X35	35.8	48	26.49	3.9755	5.243	2.9559	1.6722	2.2069	1.2462	12.1744	5.1253	6.07	39.93
12	300044242	31.38	300055711	300055712	0.0198071	0.0046568	0.2401	CU	3X35	30.45	37.13	22.78	3.361	4.0218	2.5309	1.4163	1.6982	1.0682	9.9137	4.1827	6.54	31.97
13	300044262	33.15	300055706	300055707	0	0	0	CU		0	1.17	1.16	0	0.1319	0.132	0	0.0558	0.056	0.2639	0.1118	2.83	122.47
14	300044267	75.45	300055694	300055695	0.0114156	0.0087673	0.5772	CU	3X150	145.31	174.54	147.07	16.9915	20.3747	17.1905	7.245	8.6628	7.3285	54.5567	23.2363	1.71	14.76
15	300044269	3.62	300055695	300055696	0.0005477	0.0004206	0.0277	CU	3X150	109.03	145.67	114.28	12.5709	16.7179	13.1669	5.2924	6.998	5.5448	42.4557	17.8352	1.78	22.41
16	300044273	47.45	300055696	300055697	0.0071792	0.0055137	0.363	CU	3X150	109.03	145.67	114.28	12.5637	16.7059	13.1603	5.2878	6.9883	5.5396	42.4299	17.8157	2.63	22.39
17	300044292	53.9	300055700	300055701	0.0340217	0.0079988	0.4123	CU	3X35	28.93	41.08	48.53	3.2734	4.5846	5.4574	1.3787	1.9294	2.2896	13.3154	5.5977	5.08	35.03
18	300044297	34.82	300009623	300055817	0.0219784	0.0051673	0.2664	CU	3X35	19.51	13.14	18.02	2.1352	1.4091	1.9873	0.9005	0.596	0.8404	5.5316	2.3369	7.15	29.43
19	300044302	30.86	300055817	300055815	0.0194788	0.0045796	0.2361	CU	3X35	12.74	9.07	9.3	1.3889	0.9695	1.0224	0.5857	0.4102	0.4331	3.3808	1.429	7.31	28.66
20	300047895	11.78	300055698	300055699	0.0017823	0.0013688	0.0901	CU	3X150	39.68	60.95	63.35	4.534	6.9059	7.2362	1.9072	2.8985	3.0273	18.6761	7.833	2.83	33.49
21	300048129	72.95	300055721	300055722	0.1616061	0.0131748	0.5581	CU	3X10	11.75	29.51	11.27	1.3201	3.2807	1.2702	0.5538	1.3417	0.5322	5.871	2.4277	6.56	82.86
22	300048149	10.02	300055719	300009628	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.8	0
23	300048150	32.68	300009628	300055720	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.8	0
24	300048151	11.31	300055721	300055708	0.0071389	0.0016784	0.0865	CU	3X35	45.07	52.26	34.64	5.0633	5.792	3.9014	2.1224	2.423	1.641	14.7567	6.1864	4.69	27.41
25	300048438	5.94	300055718	300055719	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.8	0
26	300048620	8.59	300055713	300009624	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.69	0
27	300048735	16.76	300055816	300009625	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.38	0
28	300048744	16.28	300055713	300009623	0.0102759	0.002416	0.1245	CU	3X35	19.51	19.98	18.02	2.1392	2.1457	1.9906	0.9014	0.9078	0.8412	6.2755	2.6504	6.85	5.93
29	300048936	16.69	300055690	300055692	0.0025252	0.0019394	0.1277	CU	3X150	178.18	205.84	188.73	21.0259	24.2874	22.261	9.0257	10.4094	9.5724	67.5743	29.0075	-0.62	10.34
30	300048938	59.86	300055692	300050336	0.0090568	0.0069557	0.4579	CU	3X150	32.87	31.3	41.66	3.8652	3.6783	4.8914	1.6498	1.5661	2.1041	12.4349	5.32	-0.31	22.28
31	300049063	11.21	300055699	300055706	0	0	0	CU		0	1.17	1.16	0	0.1319	0.132	0	0.0558	0.056	0.2639	0.1118	2.83	122.47
32	300049116	43.36	300055699	300055700	0.0273688	0.0064346	0.3317	CU	3X35	39.68	59.79	62.19	4.5311	6.7675	7.0969	1.9048	2.8378	2.9656	18.3955	7.7082	4	32.2
33	300049329	15.82	300055712	300055713	0.0099856	0.0023477	0.121	CU	3X35	19.51	19.98	18.02	2.143	2.1496	1.9938	0.9022	0.9087	0.842	6.2864	2.6529	6.69	5.95
34	300049332	20.17	300055701	300055702	0.0127313	0.0029932	0.1543	CU	3X35	21.21	15.81	29.83	2.3791	1.7431	3.306	1.0041	0.7373	1.3934	7.4282	3.1348	5.3	44.89
35	300049333	37	300055702	300055818	0.0233544	0.0054908	0.2831	CU	3X35	21.21	15.81	29.83	2.3734	1.74	3.2948	1.0028	0.7365	1.3909	7.4082	3.1302	5.71	44.78
36	300049336	8.67	300055702	300055705	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.3	0
37	300049357	31.89	300055815	300055816	0.020129	0.0047325	0.244	CU	3X35	3.28	5.4	3.55	0.3571	0.5762	0.3901	0.1501	0.244	0.1649	1.3234	0.559	7.38	37.87
38	300049358	58.87	300055818	300055703	0.0371587	0.0087363	0.4504	CU	3X35	16.47	11.57	14.82	1.8358	1.2694	1.6271	0.7764	0.5374	0.6875	4.7323	2.0013	6.13	25.68
39	300049361	9.41	300055703	300055704	0.0059396	0.0013964	0.072	CU	3X35	0.84	0	0	0.0931	0	0	0.0391	0	0	0.0931	0.0391	6.13	0
40	300049385	5.73	300055697	300055698	0.0008669	0.0006658	0.0438	CU	3X150	105.66	145.67	114.08	12.094	16.5527	13.0429	5.0593	6.871	5.4589	41.6896	17.3892	2.73	23.9
41	300078441	4.55	300055708	300055709	0.002872	0.0006752	0.0348	CU	3X35	45.07	52.26	34.64	5.0491	5.7725	3.8926	2.1189	2.4183	1.6389	14.7142	6.1761	4.79	27.34
42	300093361	126.8	300050336	300111299	0.0191848	0.0147342	0.97	CU	3X150	29.08	27.5	37.86	3.4103	3.2245	4.4304	1.4534	1.3702	1.9029	11.0652	4.7265	0.27	24.89
43	300178971	31.1	300201933	300201934	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.08	0
44	300178972	27.4	300201933	300201935	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.08	0
45	300178973	30.4	300201935	300201936	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.08	0
46	300178974	33.2	300201936	300201937	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.08	0
47	300178975	21.65																				

Anexo 13: Reporte flujo de potencia circuito "A".(estado final).

Flujo de potencia del circuito "A" de la subestacion HI0090 AMT TSU004 (Estado final despues de simulacion)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida v %	Desequilibrio
1	300035933	31	300055717	300055718	0.0195672	0.0046004	0.2372	CU	3X35	10.11	3.32	3.9	1.1729	0.3852	0.4502	0.4975	0.1632	0.1909	2.0083	0.8516	1.02	92.37
2	300043232	31.11	300055715	300055716	0.0196366	0.0046167	0.238	CU	3X35	22.04	18.13	24.25	2.5731	2.1122	2.8209	1.0886	0.8939	1.1926	7.5062	3.1751	0.72	20.33
3	300043233	32.3	300055716	300055717	0.0203878	0.0047933	0.2471	CU	3X35	15.09	8.72	14.76	1.7556	1.0127	1.7094	0.7435	0.4295	0.7249	4.4777	1.8979	0.93	39.44
4	300043814	10	A	300043814	0.001513	0.001162	0.0765	CU	3X150	110.3	118.5	135.98	13.1163	14.0922	16.1648	5.6073	6.0212	6.9251	43.3733	18.5536	-1.64	15.23
5	300043817	7.8	300043814	300043817	0.0011801	0.0009064	0.0597	CU	3X150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
6	300043872	27.58	300055692	300055694	0.0041729	0.0032048	0.211	CU	3X150	77.67	87.45	94.6	9.2029	10.357	11.2003	3.9199	4.4122	4.764	30.7602	13.0961	-0.99	13.83
7	300044208	5.52	300055695	300055714	0.0034842	0.0008192	0.0422	CU	3X35	22.04	23.87	24.25	2.5843	2.7936	2.8345	1.0913	1.18	1.1957	8.2124	3.467	0.02	6.93
8	300044212	31.63	300055714	300055715	0.0199649	0.0046939	0.242	CU	3X35	22.04	23.87	24.25	2.5826	2.7916	2.8326	1.0909	1.1795	1.1953	8.2068	3.4657	0.39	6.93
9	300044262	33.15	300055706	300055707	0	0	0	CU		0	1.13	1.14	0	0.132	0.1319	0	0.0559	0.0559	0.2639	0.1118	0.5	122.47
10	300044267	75.45	300055694	300055695	0.0114156	0.0087673	0.5772	CU	3X150	77.67	87.45	94.6	9.1774	10.3249	11.1623	3.9003	4.3883	4.7353	30.6646	13.0239	-0.04	13.79
11	300044269	3.62	300055695	300055696	0.0005477	0.0004206	0.0277	CU	3X150	42.03	59.18	62.29	4.9297	6.929	7.285	2.0805	2.9229	3.0618	19.1437	8.0652	-0.02	28.14
12	300044273	47.45	300055696	300055697	0.0071792	0.0055137	0.363	CU	3X150	42.03	59.18	62.29	4.9289	6.927	7.2832	2.0796	2.9215	3.0604	19.1391	8.0615	0.36	28.13
13	300044292	53.9	300055700	300055701	0.0340217	0.0079988	0.4123	CU	3X35	28.24	39.87	47.56	3.2712	4.5822	5.4546	1.3779	1.931	2.2893	13.308	5.5982	2.69	35.04
14	300047895	11.78	300055698	300055699	0.0017823	0.0013688	0.0901	CU	3X150	38.74	59.18	62.1	4.5301	6.899	7.2288	1.9061	2.8995	3.0269	18.6579	7.8325	0.5	33.48
15	300048149	10.02	300055719	300009628	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.02	0
16	300048150	32.68	300009628	300055720	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.02	0
17	300048438	5.94	300055718	300055719	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.02	0
18	300048936	16.69	300043814	300055692	0.0025252	0.0019394	0.1277	CU	3X150	110.3	118.5	135.98	13.0976	14.0705	16.1374	5.5931	6.0049	6.9036	43.3055	18.5016	-1.35	15.21
19	300048938	59.86	300055692	300050336	0.0090568	0.0069557	0.4579	CU	3X150	32.63	31.05	41.38	3.8645	3.6779	4.8904	1.6494	1.5657	2.1045	12.4328	5.3196	-1.04	22.28
20	300049063	11.21	300055699	300055706	0	0	0	CU		0	1.13	1.14	0	0.132	0.1319	0	0.0559	0.0559	0.2639	0.1118	0.5	122.47
21	300049116	43.36	300055699	300055700	0.0273688	0.0064346	0.3317	CU	3X35	38.74	58.05	60.96	4.5272	6.7606	7.0898	1.9038	2.8388	2.9654	18.3776	7.708	1.64	32.19
22	300049332	20.17	300055701	300055702	0.0127313	0.0029932	0.1543	CU	3X35	20.69	15.35	29.23	2.3781	1.7431	3.306	1.0036	0.7382	1.3938	7.4272	3.1356	2.92	44.9
23	300049333	37	300055702	300055818	0.0233544	0.0054908	0.2831	CU	3X35	20.69	15.35	29.23	2.3725	1.74	3.2951	1.0024	0.7374	1.3914	7.4076	3.1312	3.32	44.79
24	300049336	8.67	300055702	300055705	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.92	0
25	300049358	58.87	300055818	300055703	0.0371587	0.0087363	0.4504	CU	3X35	16.08	11.23	14.52	1.8355	1.2696	1.6275	0.7762	0.538	0.6877	4.7326	2.0019	3.73	25.66
26	300049361	9.41	300055703	300055704	0.0059396	0.0013964	0.072	CU	3X35	0.82	0	0	0.0929	0	0	0.0391	0	0	0.0929	0.0391	3.73	0
27	300049385	5.73	300055697	300055698	0.0008669	0.0006658	0.0438	CU	3X150	38.74	59.18	62.1	4.5313	6.9019	7.2324	1.9071	2.9021	3.0297	18.6656	7.8389	0.4	33.49
28	300093361	126.8	300050336	300111299	0.0191848	0.0147342	0.97	CU	3X150	28.86	27.28	37.61	3.41	3.2243	4.4299	1.4532	1.37	1.9038	11.0642	4.727	-0.47	24.89
29	300178971	31.1	300043817	300201934	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
30	300178972	27.4	300043817	300178972	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
31	300178973	30.4	300178972	300178973	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
32	300178974	33.2	300178973	300178974	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
33	300178975	21.65	300178974	300178975	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
34	300178976	35.35	300178975	300178976	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
35	300178977	33.45	300178976	300178977	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.64	0
36	A	0.1	0	A	0.0000151	0.0000116	0.0008	CU	3X150	110.3	118.5	135.98	13.1163	14.0922	16.1648	5.6073	6.0212	6.9251	43.3733	18.5536	-1.82	15.23

Anexo 14: Reporte flujo de potencia circuito "Y".(estado final).

Flujo de potencia circuito "Y" de la subestacion HI0090 - 2 AMT TSU004 (Estado final después de simulación)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida_v	Desequilibrio
1	300043724	50.5	300048129	300043724	0.0318756	0.0074942	0.3863	CU	3X35	8.84	2.82	4.64	1.0303	0.3273	0.5425	0.4367	0.1391	0.2301	1.9001	0.8059	0.47	80.43
2	300044233	32.9	300055709	300055710	0.0207665	0.0048824	0.2517	CU	3X35	40.61	49.7	33.27	4.7246	5.7539	3.8862	1.9845	2.4171	1.638	14.3647	6.0396	1.34	27.63
3	300044236	30.38	300055710	300055711	0.0191759	0.0045084	0.2324	CU	3X35	34.38	45.65	25.43	3.9715	5.2378	2.9541	1.6717	2.2076	1.2467	12.1634	5.126	1.88	39.91
4	300044242	31.38	300055711	300055712	0.0198071	0.0046568	0.2401	CU	3X35	29.24	35.3	21.87	3.3588	4.02	2.5299	1.4164	1.6989	1.0687	9.9087	4.184	2.34	31.97
5	300044297	34.82	300009623	300055817	0.0219784	0.0051673	0.2664	CU	3X35	18.73	12.49	17.29	2.1345	1.4092	1.9874	0.9007	0.5962	0.8409	5.5311	2.3378	2.92	29.41
6	300044302	30.86	300055817	300055815	0.0194788	0.0045796	0.2361	CU	3X35	12.23	8.61	8.93	1.389	0.9699	1.0229	0.586	0.4105	0.4333	3.3818	1.4298	3.07	28.63
7	300048129	72.95	5447299830	300048129	0.0321491	0.0100525	0.5581	CU	3X50	63.27	79.6	48.59	7.5127	9.4527	5.7661	3.1493	3.958	2.4258	22.7315	9.5331	0.33	34.42
8	300048151	11.31	300048129	300055708	0.0071389	0.0016784	0.0865	CU	3X35	43.29	49.7	33.27	5.0554	5.7787	3.8973	2.1208	2.4232	1.6409	14.7314	6.1849	0.56	27.33
9	300048620	8.59	300055713	300009624	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.49	0
10	300048735	16.76	300055816	300009625	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.13	0
11	300048744	16.28	300055713	300009623	0.0102759	0.002416	0.1245	CU	3X35	18.73	18.99	17.29	2.138	2.1458	1.9904	0.9016	0.9081	0.8416	6.2742	2.6513	2.64	5.92
12	300049329	15.82	300055712	300055713	0.0099856	0.0023477	0.121	CU	3X35	18.73	18.99	17.29	2.1415	2.1495	1.9934	0.9026	0.909	0.8423	6.2844	2.6539	2.49	5.93
13	300049357	31.89	300055815	300055816	0.020129	0.0047325	0.244	CU	3X35	3.15	5.13	3.41	0.3571	0.5765	0.3904	0.1501	0.2441	0.1651	1.324	0.5593	3.13	37.89
14	300078441	4.55	300055708	300055709	0.002872	0.0006752	0.0348	CU	3X35	43.29	49.7	33.27	5.0422	5.761	3.8893	2.1177	2.419	1.6389	14.6925	6.1756	0.66	27.27
15	5447299830	30.59	5447299841	5447299830	0	0	0	CU	3X50	63.27	79.6	48.59	7.5127	9.4527	5.7661	3.1493	3.958	2.4258	22.7315	9.5331	-1.36	34.42
16	5447299841	55.34	5447299852	5447299841	0	0	0	CU	3X50	63.27	79.6	48.59	7.5127	9.4527	5.7661	3.1493	3.958	2.4258	22.7315	9.5331	-1.36	34.42
17	5447299852	48.82	Y	5447299852	0	0	0	CU	3X50	63.27	79.6	48.59	7.5127	9.4527	5.7661	3.1493	3.958	2.4258	22.7315	9.5331	-1.36	34.42
18	Y	0.1	0	Y	0	0	0	CU	3X50	63.27	79.6	48.59	7.5127	9.4527	5.7661	3.1493	3.958	2.4258	22.7315	9.5331	-1.36	34.42

Anexo 15: Reporte flujo de potencia circuito “B”.(estado inicial).

Flujo de potencia circuito "B" de la HI0090 AMT - TSU004 (Estado inicial)																							
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida_v	Desequilibrio	
1	300036924	31.74	300055745	300055746	0.0200343	0.0047102	0.2428	CU	3X35	12.13	2.84	6.57	1.3895	0.3211	0.7528	0.5889	0.1349	0.3191	2.4634	1.0429	2.56	92.57	
2	300043158	27.57	300055725	300055726	0.0041713	0.0032036	0.2109	CU	3X150	130.57	186.05	140.01	15.3374	21.8156	16.4078	6.6485	9.4172	7.1977	53.5608	23.2634	-0.09	27.51	
3	300043161	19.56	300055725	300201953	0.0029594	0.0022729	0.1496	CU	3X150	25.95	36.2	24.52	3.0401	4.2271	2.8691	1.2968	1.7872	1.2252	10.1363	4.3092	-0.01	30.96	
4	300043163	13.42	300055725	300055727	0.0200304	0.0015594	0.1027	CU	3X150	104.62	149.84	115.49	12.2259	17.444	13.4574	5.2968	7.5194	5.9088	43.1273	18.725	0.16	26.83	
5	300043165	41.86	300055727	300055728	0.0063334	0.0048641	0.3202	CU	3X150	104.62	149.84	115.49	12.2039	17.3984	13.4297	5.2799	7.4836	5.8879	43.032	18.6514	0.91	26.77	
6	300043218	19.72	300055723	300055724	0.0029836	0.0022915	0.1509	CU	3X150	130.57	186.05	140.01	15.3884	21.9187	16.4671	6.6872	9.4959	7.242	53.7742	23.4251	-0.7	27.62	
7	300043223	37.13	300055729	300055730	0.0056178	0.0043145	0.284	CU	3X150	95.55	120.8	104.4	11.0304	13.8267	11.9977	4.7392	5.8939	5.2305	36.8548	15.8636	2.06	16.35	
8	300043227	33.63	300055730	300055731	0.0050882	0.0039078	0.2573	CU	3X150	92.56	108.06	98.95	10.6352	12.2953	11.3101	4.5535	5.2156	4.9173	34.2406	14.6864	2.54	10.34	
9	300043229	32.15	300055731	300055732	0.0048643	0.0037358	0.2459	CU	3X150	88.78	101.33	97.11	10.1583	11.4738	11.0509	4.336	4.8468	4.7901	32.683	13.9729	2.99	8.72	
10	300043689	34.99	300055762	300055763	0.0112528	0.0045522	0.2677	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
11	300043692	32.03	300055763	300055764	0.0103008	0.0041671	0.245	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
12	300044024	34.86	300055741	300055742	0.0220036	0.0051732	0.2667	CU	3X35	25.95	36.2	24.52	3.0127	4.1736	2.8448	1.2894	1.7726	1.2186	10.0311	4.2806	1.37	30.6	
13	300044028	35.99	300055742	300055743	0.0227169	0.0053409	0.2753	CU	3X35	25.95	36.2	22.38	2.9978	4.1446	2.5847	1.2859	1.7658	1.1102	9.7271	4.1619	1.88	35.25	
14	300044031	34.76	300055743	300055744	0.0219405	0.0051584	0.2659	CU	3X35	16.79	22.06	17.89	1.9278	2.5061	2.0555	0.8342	1.0761	0.8877	6.4894	2.798	2.21	19.86	
15	300044055	28.9	300055735	300055736	0.0043726	0.0033582	0.2211	CU	3X150	23.15	19	27.78	2.6297	2.1313	3.101	1.1165	0.9036	1.4286	7.862	3.4487	3.49	26.17	
16	300044061	36.65	300055737	300055738	0.0055451	0.0042587	0.2804	CU	3X150	0	0	7.86	0	0	0.8882	0	0	0.3761	0.8882	0.3761	3.55	244.95	
17	300044083	29.76	300055744	300055745	0.0187845	0.0044164	0.2277	CU	3X35	14.58	19.8	14.15	1.6675	2.2383	1.6196	0.7247	0.9645	0.7049	5.5254	2.3941	2.45	26.43	
18	300044089	10.04	300055734	300055748	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.37	0	
19	300044115	11.5	300055756	300055757	0.0036984	0.0014962	0.088	CU	3X70	1.87	3.26	5.3	0.2112	0.364	0.5972	0.0891	0.1531	0.253	1.1724	0.4952	3.9	70.35	
20	300044124	12.45	300055757	300055758	0.0040039	0.0016197	0.0952	CU	3X70	0	0.83	0	0	0.0929	0	0	0.0391	0	0.0929	0.0391	3.9	244.95	
21	300044179	33.64	300055765	300055766	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.36	0	
22	300044184	39.55	300055766	300055767	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.36	0	
23	300044507	12.38	300055746	300055747	0.0078143	0.0018372	0.0947	CU	3X35	9.44	0	0	1.0796	0	0	0.4581	0	0	1.0796	0.4581	2.59	0	
24	300044510	31.27	300055751	300055752	0.0197376	0.0046405	0.2392	CU	3X35	20.84	46.85	39.67	2.3106	5.1281	4.3839	1.0062	2.1586	1.8473	11.8226	5.0121	6.19	52.4	
25	300044513	32.08	300055752	300055753	0.0202489	0.0047607	0.2454	CU	3X35	16.61	39.68	24.71	1.833	4.3069	2.7116	0.8054	1.8191	1.145	8.8515	3.7695	6.63	60.11	
26	300048125	18.11	300055733	300055739	0.00274	0.0021044	0.1385	CU	3X150	0	0	5.37	0	0	0.6089	0	0	0.259	0.6089	0.259	3.23	244.95	
27	300048179	35.08	300055728	300055729	0.0053076	0.0040763	0.2684	CU	3X150	99.85	125.32	108.14	11.5807	14.4273	12.4912	4.9912	6.1785	5.4616	38.4992	16.6313	1.47	16.02	
28	300048431	40	300201953	300055740	0.025248	0.005936	0.306	CU	3X35	25.95	36.2	24.52	3.0382	4.2232	2.8674	1.2953	1.7843	1.2239	10.1288	4.3035	0.57	30.93	
29	300048432	19.96	300055740	300055741	0.0125988	0.0029621	0.1527	CU	3X35	25.95	36.2	24.52	3.0213	4.19	2.8523	1.2913	1.7766	1.2202	10.0636	4.2881	0.86	30.71	
30	300048437	10	B	300055723	0.001513	0.001162	0.0765	CU	3X150	130.57	186.05	140.01	15.4143	21.9726	16.4967	6.7077	9.5364	7.2642	53.8836	23.5083	-1.14	27.68	
31	300048833	17.96	300055732	300055733	0.0027173	0.002087	0.1374	CU	3X150	77.56	91.38	93.74	8.8409	10.3046	10.6216	3.7638	4.3329	4.5918	29.7671	12.6885	3.22	13.54	
32	300048849	5.95	300055734	300055735	0.0009002	0.0006914	0.0455	CU	3X150	23.15	19	27.78	2.6303	2.1316	3.1018	1.1167	0.904	1.4293	7.8637	3.45	3.39	26.18	
33	300049243	32.17	300055749	300055750	0.0203057	0.004774	0.2461	CU	3X35	45.66	51.67	55.3	5.1536	5.7663	6.224	2.1969	2.4083	2.6079	17.1439	7.2131	4.86	13.29	
34	300049244	34.33	300055750	300055751	0.0216691	0.0050946	0.2626	CU	3X35	36.96	50.86	45.14	4.1353	5.6221	5.0315	1.7738	2.3575	2.1145	14.7889	6.2458	5.63	21.48	
35	300049247	12.9	300055733	300055734	0.0019518	0.001499	0.0987	CU	3X150	77.56	84.4	88.37	8.8246	9.4962	9.9889	3.7512	3.9843	4.3147	28.3097	12.0502	3.37	8.76	
36	300049252	3.98	300055757	300055759	0.00128	0.0005178	0.0304	CU	3X70	1.87	2.43	5.3	0.2112	0.271	0.5971	0.0891	0.114	0.253	1.0793	0.4561	3.9	81.65	
37	300049612	32.45	300055759	300055760	0.0104359	0.0042217	0.2482	CU	3X70	1.87	2.43	5.3	0.2112	0.271	0.5971	0.0891	0.114	0.253	1.0793	0.4561	3.93	81.65	
38	300049638	32.46	300055760	300055761	0.0104391	0.004223	0.2483	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
39	300049896	35.47	300055753	300055754	0.0223887	0.0052637	0.2713	CU	3X35	10.02	10.46	20.69	1.0984	1.1268	2.2603	0.4952	0.4773	0.9562	4.4855	1.9287	6.87	62.69	
40	300049918	33.17	300055761	300055762	0.0106675	0.0043154	0.2538	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	300052534	10.55	300055754	300055755	0.0066592	0.0015656	0.0807	CU	3X35	4.78	4.01	0	0.516	0.4308	0	0.2489	0.1829	0	0.9468	0.4318	6.89	123.95	
42	300052919	31.94	300055764	300055765	0.0102719	0.0041554	0.2443	CU	3X70	7.07	19.17	7.32	0.8053	2.1606	0.8306	0.333	0.8809	0.3413	3.7965	1.5552	-1.36	86.64	
43	300056938	14.73	300055736	300030562	0.0022286	0.0017116	0.1127	CU	3X150	4.79	7.07	23.32	0.544	0.7919	2.5929	0.2309	0.3357	1.211	3.9288	1.7776	3.52	120.76	
44	300056941	13.86	300030562	300055737	0.002097	0.0016105	0.106	CU	3X150	2.47	3.05	13.32	0.28	0.3419	1.5043	0.1188	0.1449	0.6384	2.1262	0.9021	3.53	137.62	
45	300072222	12.7	300055734	300030566	0.0080162	0.0018847	0.0972	CU	3X35	54.41	65.39	60.6	6.1831	7.3515	6.8721	2.6252	3.0698	2.8733	20.4067	8.5683	3.76	12.21	
46	300072292	11.12	300030566	300055749	0.0070189	0.0016502	0.0851	CU	3X35	45.66	51.67	55.3	5.1683	5.7852	6.2454	2.2001	2.4125	2.6132	17.1989	7.2258	4.04	13.33	
47	300072295	52.7	300030566	300055756	0.0169483	0.0068563	0.4032	CU	3X70	8.75	13.72	5.3	0.9913	1.532	0.5977	0.4195	0.6492	0.2533	3.121	1.322	3.89	63.77	
48	300157033	31	300055764	300055763	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.93	0	
49	300157034	34.99	300055763	300055762	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.93	0	
50	300157035	33.17	300055762	300055761	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.93	0	
51	300157036	30	300055761	300055760	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.93	0	
52	300178965	34.8	300201953	300201927	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.01	0	
53	300178966	30.35	300201953	30																			

Anexo 16: Reporte flujo de potencia circuito "B".(estado final).

Flujo de potencia del circuito "B" de la HI0090 AMT - TSU004 (Después de simulación)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida v	Desequilibrio
1	300036924	31.74	300055745	300055746	0.0200343	0.0047102	0.2428	CU	3X35	12.07	2.82	6.53	1.3897	0.3211	0.7529	0.5889	0.1349	0.3193	2.4637	1.0431	2.04	92.57
2	300043158	27.57	300055724	300055725	0.0041713	0.0032036	0.2109	CU	3X150	75.07	118.78	78.13	8.8553	13.9885	9.1733	3.7937	5.9848	4.0451	32.0171	13.8236	-0.61	38.11
3	300043161	19.56	300055725	300201953	0.0029594	0.0022729	0.1496	CU	3X150	25.83	35.99	24.39	3.0395	4.2257	2.869	1.297	1.7874	1.2252	10.1342	4.3096	-0.52	30.94
4	300043163	13.42	300055725	300055727	0.0020304	0.0015594	0.1027	CU	3X150	49.24	82.79	53.75	5.7922	9.7039	6.279	2.4782	4.1517	2.8004	21.7751	9.4303	-0.49	41.54
5	300043165	41.86	300055727	300055728	0.0063334	0.0048641	0.3202	CU	3X150	49.24	82.79	53.75	5.7875	9.6903	6.273	2.4747	4.1405	2.7962	21.7508	9.4114	-0.11	41.49
6	300043218	19.72	300055723	300055724	0.0029836	0.0022915	0.1509	CU	3X150	75.07	118.78	78.13	8.872	14.0297	9.1921	3.8061	6.0169	4.0593	32.0938	13.8823	-0.97	38.2
7	300043223	37.13	300055729	300055730	0.0056178	0.0043145	0.284	CU	3X150	40.26	54.08	42.78	4.7097	6.2834	4.9581	2.0082	2.6766	2.2281	15.9512	6.9129	0.39	22.5
8	300043227	33.63	300055730	300055731	0.0050882	0.0039078	0.2573	CU	3X150	37.32	41.58	37.42	4.3568	4.817	4.3219	1.8557	2.0486	1.9542	13.4957	5.8585	0.59	8.69
9	300043229	32.15	300055731	300055732	0.0048643	0.0037358	0.2459	CU	3X150	33.6	34.99	35.62	3.9168	4.0461	4.1055	1.6659	1.7189	1.8596	12.0684	5.2444	0.75	3.39
10	300044024	34.86	300055741	300055742	0.0220036	0.0051732	0.2667	CU	3X35	25.83	35.99	24.39	3.0124	4.1728	2.8448	1.2893	1.7726	1.2185	10.03	4.2804	0.85	30.59
11	300044028	35.99	300055742	300055743	0.0227169	0.0053409	0.2753	CU	3X35	25.83	35.99	22.27	2.9976	4.1444	2.5849	1.2859	1.7656	1.1105	9.7269	4.162	1.35	35.24
12	300044031	34.76	300055743	300055744	0.0219405	0.0051584	0.2659	CU	3X35	16.71	21.93	17.79	1.9276	2.5059	2.0556	0.8343	1.0759	0.8879	6.4891	2.7981	1.69	19.86
13	300044055	28.9	300055735	300055736	0.0043726	0.0033582	0.2211	CU	3X150	22.61	18.48	27.09	2.629	2.1314	3.1024	1.1166	0.9044	1.4289	7.8628	3.4499	0.97	26.2
14	300044061	36.65	300055737	300055738	0.0055451	0.0042587	0.2804	CU	3X150	0	0	7.66	0	0	0.8882	0	0	0.3763	0.8882	0.3763	1.02	244.95
15	300044083	29.76	300055744	300055745	0.0187845	0.0044164	0.2277	CU	3X35	14.51	19.68	14.08	1.6675	2.2384	1.6198	0.7247	0.9645	0.7052	5.5257	2.3944	1.93	26.43
16	300044089	10.04	300055734	300055748	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.86	0
17	300044507	12.38	300055746	300055747	0.0078143	0.0018372	0.0947	CU	3X35	9.4	0	0	1.0798	0	0	0.4582	0	0	1.0798	0.4582	2.06	0
18	300048125	18.11	300055733	300055739	0.00274	0.0021044	0.1385	CU	3X150	0	0	5.24	0	0	0.6092	0	0	0.259	0.6092	0.259	0.82	244.95
19	300048179	35.08	300055728	300055729	0.0053076	0.0040763	0.2684	CU	3X150	44.52	58.54	46.47	5.218	6.8183	5.4007	2.2274	2.9106	2.42	17.437	7.558	0.14	21.31
20	300048431	40	300201953	300055740	0.025248	0.005936	0.306	CU	3X35	25.83	35.99	24.39	3.0376	4.2218	2.8673	1.2955	1.7845	1.2238	10.1267	4.3038	0.06	30.91
21	300048432	19.96	300055740	300055741	0.0125988	0.0029621	0.1527	CU	3X35	25.83	35.99	24.39	3.0208	4.1891	2.8523	1.2915	1.7766	1.2202	10.0622	4.2883	0.34	30.7
22	300048437	10	B	300055723	0.001513	0.0011162	0.0765	CU	3X150	75.07	118.78	78.13	8.8807	14.0514	9.2009	3.813	6.0332	4.0664	32.133	13.9126	-1.23	38.25
23	300048833	17.96	300055732	300055733	0.0027173	0.002087	0.1374	CU	3X150	22.61	25.29	32.33	2.632	2.9199	3.7166	1.1185	1.2385	1.6917	9.2685	4.0487	0.82	25.72
24	300048849	5.95	300055734	300055735	0.0009002	0.0006914	0.0455	CU	3X150	22.61	18.48	27.09	2.6296	2.1316	3.1032	1.1169	0.9048	1.4295	7.8644	3.4512	0.88	26.21
25	300049247	12.9	300055733	300055734	0.0019518	0.001499	0.0987	CU	3X150	22.61	18.48	27.09	2.6305	2.1323	3.1047	1.1176	0.9052	1.4304	7.8675	3.4532	0.86	26.22
26	300056938	14.73	300055736	300030562	0.0022286	0.0017116	0.1127	CU	3X150	4.68	6.87	22.73	0.5438	0.7919	2.5939	0.2311	0.336	1.2115	3.9296	1.7786	1	120.8
27	300056941	13.86	300030562	300055737	0.002097	0.0016105	0.106	CU	3X150	2.41	2.97	12.98	0.2799	0.3418	1.5047	0.1191	0.145	0.6386	2.1264	0.9027	1.01	137.66
28	300178965	34.8	300201953	300201927	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.52	0
29	300178966	30.35	300201953	300201928	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.52	0
30	300178967	27.47	300201928	300201929	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.52	0
31	300178968	34.1	300201929	300201930	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.52	0
32	300178969	32.15	300201930	300201931	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.52	0
33	300178970	29.7	300201931	300201932	0	0	0	AL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.52	0
34	B	0.1	0	B	0.0000151	0.0000116	0.0008	CU	3X150	75.07	118.78	78.13	8.8807	14.0514	9.2009	3.813	6.0332	4.0664	32.133	13.9126	-1.36	38.25

Anexo 17: Reporte flujo de potencia circuito "X".(estado final).

Flujo de potencia en circuito "X" de la subestación HI0090 - 2 del AMT - TSU004 (Después de simulación)																						
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	I1	I2	I3	Kw1	Kw2	Kw3	Kvar1	Kvar2	Kvar3	Kw	Kvar	Caida_v	Desequilibrio
1	300043689	34.99	300055762	300055763	0.0112528	0.0045522	0.2677	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	300043692	32.03	300055763	300055764	0.0103008	0.0041671	0.245	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	300044115	11.5	300055756	300055757	0.0036984	0.0014962	0.088	CU	3X70	1.78	3.07	5.04	0.2111	0.3638	0.5974	0.0889	0.153	0.253	1.1723	0.4949	-1.23	70.41
4	300044124	12.45	300055757	300055758	0.0040039	0.0016197	0.0952	CU	3X70	0	0.78	0	0	0.0928	0	0	0.039	0	0.0928	0.039	-1.23	244.95
5	300044179	33.64	300055765	300055766	0.0108186	0.0043766	0.2573	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.36	0
6	300044184	39.55	300055766	300055767	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.36	0
7	300044510	31.27	300055751	300055752	0.0197376	0.0046405	0.2392	CU	3X35	19.86	43.94	37.6	2.3085	5.1168	4.3773	1.0055	2.1559	1.847	11.8026	5.0084	0.95	52.33
8	300044513	32.08	300055752	300055753	0.0202489	0.0047607	0.2454	CU	3X35	15.83	37.21	23.41	1.8318	4.3013	2.7085	0.8049	1.8174	1.1449	8.8416	3.7672	1.35	60.07
9	300049243	32.17	300055749	300055750	0.0203057	0.004774	0.2461	CU	3X35	43.55	48.47	52.44	5.1444	5.7415	6.2072	2.1951	2.403	2.6055	17.0931	7.2036	-0.31	13.22
10	300049244	34.33	300055750	300055751	0.0216691	0.0050946	0.2626	CU	3X35	35.24	47.71	42.79	4.1299	5.6036	5.0205	1.7729	2.3536	2.1133	14.754	6.2398	0.41	21.34
11	300049252	3.98	300055757	300055759	0.00128	0.0005178	0.0304	CU	3X70	1.78	2.29	5.04	0.2111	0.271	0.5973	0.0889	0.114	0.253	1.0794	0.4559	-1.23	81.7
12	300049612	32.45	300055759	300055760	0.0104359	0.0042217	0.2482	CU	3X70	1.78	2.29	5.04	0.2111	0.271	0.5973	0.0889	0.114	0.253	1.0794	0.4559	-1.2	81.7
13	300049638	32.46	300055760	300055761	0.0104391	0.004223	0.2483	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300049896	35.47	300055753	300055754	0.0223887	0.0052637	0.2713	CU	3X35	9.55	9.81	19.6	1.0979	1.1262	2.2588	0.495	0.477	0.9564	4.4829	1.9284	1.59	62.67
15	300049918	33.17	300055761	300055762	0.0106675	0.0043154	0.2538	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	300052534	10.55	300055754	300055755	0.0066592	0.0015656	0.0807	CU	3X35	4.55	3.76	0	0.516	0.4306	0	0.2487	0.1827	0	0.9466	0.4314	1.6	123.96
17	300052919	31.94	300055764	300055765	0.0102719	0.0041554	0.2443	CU	3X70	7.07	19.17	7.32	0.8357	2.2671	0.8659	0.3565	0.9627	0.3678	3.9687	1.687	-1.36	87.43
18	300072222	12.7	5447300840	300072222	0.0040843	0.0016523	0.0972	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.36	0
19	300072292	11.12	5447300840	300055749	0.0070189	0.0016502	0.0851	CU	3X35	43.55	48.47	52.44	5.1577	5.7579	6.2268	2.1983	2.407	2.6098	17.1424	7.2151	-1.09	13.26
20	300072295	52.7	5447300840	300055756	0.0169483	0.0068563	0.4032	CU	3X70	8.36	12.92	5.04	0.9913	1.5314	0.5978	0.4193	0.6492	0.2532	3.1205	1.3217	-1.24	63.73
21	300157033	31	300055764	300055763	0.0104027	0.0073129	0.0102	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.2	0
22	300157034	34.99	300055763	300055762	0.0117417	0.0082541	0.0115	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.2	0
23	300157035	33.17	300055762	300055761	0.0111309	0.0078248	0.0109	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.2	0
24	300157036	30	300055761	300055760	0.0100671	0.007077	0.0099	CU	3X70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.2	0
25	5447300840	17	5447300851	5447300840	0.0104359	0.0042217	0.2482	CU	3X70	51.91	61.39	57.48	6.149	7.2894	6.8247	2.6177	3.0563	2.863	20.2631	8.537	-1.36	12.01
26	5447300851	53.85	5447300862	5447300851	0	0	0	CU	3X70	51.91	61.39	57.48	6.149	7.2894	6.8247	2.6177	3.0563	2.863	20.2631	8.537	-1.36	12.01
27	5447300862	27.93	X	5447300862	0	0	0	CU	3X70	51.91	61.39	57.48	6.149	7.2894	6.8247	2.6177	3.0563	2.863	20.2631	8.537	-1.36	12.01
28	X	0.1	0	X	0	0	0	CU	3X70	51.91	61.39	57.48	6.149	7.2894	6.8247	2.6177	3.0563	2.863	20.2631	8.537	-1.36	12.01

Anexo 19

Diagrama unifilar general HI0090 – Diagrama recorrido de los circuitos.